National Energy Board

1985 Annual Report

86-03737/

National Energy Board Profile

The National Energy Board is a federal regulatory tribunal that was created by an Act of Parliament on 2 November 1959. During the past quarter-century, it has played an important role in the development of Canada's energy sector.

The Board's regulatory powers under the National Energy Board Act include the licensing of oil, gas, and electricity exports, the certification of interprovincial and international pipelines and international power lines, and the setting of tolls and tariffs for oil and gas pipelines under federal jurisdiction.

The Act also requires that the Board keep under review the Canadian supply of all major energy commodities, with emphasis on electricity, oil, and natural gas and their by-products, as well as the demand for Canadian energy in Canada and abroad.

The Board also has specific responsibilities under the Northern Pipeline Act and the Energy Administration Act.

Head Office:
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E5
(613) 993-6936

Regional Office:
National Energy Board
4500 - 16th Avenue N.W.
Calgary, Alberta
T3B 0M6
(403) 247-4233

National Energy Board

27 March 1986

The Honourable Pat Carney, P.C., M.P.
Minister of Energy, Mines and Resources
Ottawa, Ontario

Dear Miss Carney:

I am pleased to submit the Annual Report of the National Energy Board for the year ended 31 December 1985, in accordance with the provisions of Section 91 of the National Energy Board Act, the Revised Statutes of Canada, 1970, chapter N-6.

Yours sincerely,

R. Priddle

R. Priddle,
Chairman

Metric Conversion Table

The National Energy Board uses the International System of Units (SI). The energy units most commonly referred to in this report are the gigajoule (GJ) and the petajoule (PJ). A 30-litre gasoline fill-up contains about one gigajoule of energy. A petajoule is one million gigajoules. A city the size of Toronto or Montreal uses a petajoule of energy for all uses (heat, light, transportation, etc.) about every 17 hours.

The following conversion table is provided for the convenience of readers who may be more familiar with the Imperial System.

Approximate Conversion Factor		
1 metre (m)	=	3.28 feet
1 kilometre (km)	=	0.62 mile
1 millimetre (mm)	=	0.039 inch
1 cubic metre (m^3) of oil	=	6.3 barrels
1 cubic metre (m^3) of natural gas	=	35.3 cubic feet
1 litre (L)	=	0.22 gallon
1 kilogram (kg)	=	2.20 pounds
1 gigajoule (GJ)	=	0.95 MMBtu, or 0.95 thousand cubic feet (Mcf) of natural gas at 1000 Btu/cf
1 petajoule (PJ)	=	0.95 billion cubic feet of natural gas, or 165 000 barrels of oil, or 0.28 terawatt hours of electricity

Abbreviations		
gigajoule (GJ)	=	10^9J
terajoule (TJ)	=	10^{12}J
petajoule (PJ)	=	10^{15}J
exajoule (EJ)	=	10^{18}J
kilowatt (KW)	=	10^3 watts
megawatt (MW)	=	10^3 KW
megawatt hour (MW.h)	=	10^3 KW.h
gigawatt hour (GW.h)	=	10^6 KW.h
terawatt hour (TW.h)	=	10^9 KW.h

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

© Minister of Supply and Services Canada 1986

Cat. No. NE 1-1985 E
ISBN 0-662-14691-3

Printed in Canada

Imprimé au Canada

Contents

The Chairman's Letter 2
Functions and Responsibilities 4
Organization 6
Review of Energy Developments 10
  Overview 10
  Crude Oil and Petroleum Products 11
  Natural Gas 13
  Electricity 15
  Oil and Gas Exploration and Reserves 17
Review of Board Activities 20
  Public Hearings and Inquiries 20
  Other Board Activities 25
Legislation and Regulations 34
Appendices 39

The Chairman's Letter

On 9 January 1986 my predecessor, C. Geoffrey Edge, retired after fifteen years as a Board member, the last five as Chairman. He played a leading role in guiding the Board and advising the Government through challenging and difficult years. The tributes offered on his departure, by government and industry representatives in both Canada and the United States, testified to the important impact Geoff Edge had on the national and international energy scene during his career with the Board.

As the Board began its second quarter century in 1985, energy matters remained of major importance to Canada. During the year, the Government introduced several new energy policies which required changes to be made to regulatory regimes. The two most important, in terms of the Board's mandate and method of operations, were the removal of controls on the pricing and marketing of crude oil and petroleum products on 1 June 1985, and the *Agreement on Natural Gas Markets and Prices* which came into effect on 1 November 1985.

A number of changes to the Board's role and procedures resulted: oil export charges, administered by the Board, were eliminated; price and volume restrictions were removed on short-term oil exports; short-term exports of natural gas were effectively deregulated; and a fully market-oriented pricing system was introduced for all gas exports.

The Board quickly adapted its operating procedures to suit the objectives of these new policies and to avoid delays in processing oil and gas export applications. It also developed monitoring procedures to assess changing supply and demand situations and to keep the Government advised, while minimizing reporting requirements on industry.

The United States energy market is directly and indirectly of great importance for Canadian energy development. Our exporters again face strong competition: gas exporters from a continuing surplus of United States domestic supply; oil and oil products exporters from glutted world markets; all forms of energy from strong inter-fuel

competition. To these commercial pressures were added regulatory uncertainties which the Board endeavored to diminish both by formally presenting the Canadian view to American regulators and by informal inter-agency consultation.

Electricity exports grew in 1985. The Board approved long-term exports from Manitoba and Quebec. In this area, too, there are uncertainties resulting from regulatory and competitive actions in the United States. Again, the Board conveyed Canadian viewpoints to its American counterparts in various ways.

The completion and opening of the Norman Wells oil pipeline was the major pipeline construction activity during 1985. The Board played a key role at every stage of the planning and construction of this line and will monitor its operation. With the coming on stream of this line, the Board now has responsibility for the tolls and tariffs, and continuing safe and efficient operation of some 31 000 kilometres of pipelines in Canada.

The Board made internal organizational changes during 1985, to better cope with changes in the regulatory regime and to provide for effective coordination of staff work.

The activities documented in this report are testimony to the breadth and depth of the Board's involvement in the energy scene in 1985. The current year promises to be equally eventful. By early January 1986, major hearings were underway on gas export procedures, and on a review of TransCanada PipeLines' tolls in light of the *Agreement on Natural Gas Markets and Prices*. Hearings have been scheduled on Westcoast Transmission Company Limited's tolls and on a major expansion to Interprovincial Pipeline's system. An application has also been received for another major power export from Quebec. Indeed 1986 may exceed the level of 1985 in terms of the Board's hearing activity.

The National Energy Board is an organization of energy professionals and support staff dedicated to serving the public interest. It is responding promptly and effectively to the challenge of energy deregulation. The Board is determined to remain relevant and responsive to the new energy environment created by the Governnment's policy initiatives and by changing market circumstances.

R. Priddle
January 1986

Functions and Responsibilities

Responsibilities Under the National Energy Board Act

The Board has two principal responsibilities under the National Energy Board Act:

- to regulate specific matters concerning oil, gas and electricity in the public interest, and
- to advise the Government on the development and use of energy resources.

The Board has the power to hold inquiries into any aspect of energy matters under its jurisdiction and to issue reports for the use and information of Government, Parliament, and the general public.

The regulatory role of the Board is described below.

Regulation of Pipeline Traffic, Tolls, Tariffs, and Accounting Practices

The Board regulates the tolls and tariffs of pipeline companies under federal jurisdiction to ensure that the tolls are just and reasonable and that there is no unjust discrimination.

Export Licences and Orders

The Board issues long-term licences for the export of oil, gas, and electricity. Such licences are normally issued following public hearings. In issuing export licences, the Board must satisfy itself that the quantities of energy exported do not exceed the surplus remaining after making allowance for reasonably foreseeable Canadian requirements. The Board also issues orders for short-term exports of these commodities, subject to the restrictions imposed in the National Energy Board Part VI Regulations. In addition, the Board authorizes licences and orders for imports of natural gas.

Certificates of Public Convenience and Necessity for Pipelines and Power Lines

The Board grants certificates to construct and operate interprovincial and international oil, gas, and petroleum products pipelines, as well as international and designated interprovincial electric power lines. Before a certificate is issued, the Board is required to hold a public hearing.

Detailed Routing - Pipelines and Power Lines

Persons whose lands may be affected by the route of a pipeline or power line approved by the Board can present their views to the Board at a local public hearing. Their evidence is considered in the determination of the final detailed route of the utility.

Pipeline and Power Line Orders

The Board approves minor pipeline facilities or minor additions to, or modifications of, existing pipeline systems without a public hearing. These approvals are restricted to pipelines not more than 40 kilometres long and installations such as tanks, pumps, compressors, and meter stations. The Board may also authorize, without a public hearing, the construction and operation of international power lines not exceeding 50 kilovolts.

Pipeline Safety

The Board's Oil and Gas Pipeline Regulations provide for the safe design, construction, and operation of pipelines under the Board's jurisdiction. To ensure high standards of pipeline construction and operation, the Board carries out inspection programs and conducts investigations of pipeline system performance.

Pipeline Utility Crossing Orders

To enhance public safety, the Board grants prior approval to utilities crossing a pipeline, thereby ensuring design compatibility and reducing the possibility of damage to the pipeline. It also establishes the conditions under which a pipeline may be constructed across an existing utility, thereby ensuring

the integrity of other utility services. Construction of a pipeline crossing navigable water or a railway requires permission of the Minister of Transport or the Canadian Transport Commission.

Environmental Protection

The Board considers the environmental implications of any proposal to build and operate an oil or gas pipeline or international power line, assessments being made primarily through public hearings and through auditing the company's inspection of construction and operation. This ensures that new projects will have minimal adverse effects on fish, wildlife, land-use, environmental health, and safety.

Socio-Economic Impact

The Board monitors socio-economic action plans of pipeline companies, conducts investigations, and reviews performance when warranted. It has issued guidelines for assessing the regional socio-economic impact of gas or oil pipeline projects.

Responsibilities Under the Energy Administration Act

Under the Energy Administration Act, the Board administers the selling price of natural gas from a producing province for use outside the province of production in domestic or export markets.

Responsibilities Under the Northern Pipeline Act

The Board's statutory responsibilities regarding the Canadian portion of the Alaska Natural Gas Transportation System relate mainly to financing, approval of pipe specifications, granting of leave to open orders, and regulation of the operation of the line. However, the Board's activities under the Northern Pipeline Act will be negligible until the main project proceeds.

Public Access and Participation

The Board is a Court of Record. With specific exceptions relating to the confidentiality of competitive pricing information, the Board's deliberations are conducted on the basis of publicly filed, publicly available information. For major applications and inquiries, the Board holds public hearings at which applicants and interested persons have full rights of participation in the official language of their choice. To give parties an opportunity to discuss their concerns or questions, the Board provides advance notice of the hearings and allows time for parties to respond to requests for information.

In addition, the Board issues quarterly regulatory agendas on matters coming before the Board as well as information bulletins on a variety of matters pertaining to Board activities.

Implementation of Board Decisions

When the Board is prepared to grant a certificate for a pipeline or a power line or to issue a licence for the export of natural gas or electricity, the import of natural gas, or the long-term export of oil, it so reports to the Governor in Council through the Minister of Energy, Mines and Resources. If a certificate is approved by the Governor in Council, the certificate is then issued by the Board. In the case of export or import applications, licences issued by the Board go into effect on approval by the Governor in Council. A decision of the Board to refuse an application is not subject to referral to the Governor in Council. The Board's Reasons for Decision on applications are issued as public documents. The Board's decisions on tolls and tariffs are made without reference to the Governor in Council, as are the majority of the Board's day-to-day decisions.

Reviews and Appeals of Board Decisions

The Board may review, rescind, or change any of its orders or decisions, or re-hear any application before deciding on it. It may also change a previously-issued certificate or licence, but no such change is effective until approved by the Governor in Council. Parties may apply to the Board requesting that an order or decision be reviewed, or a licence or certificate amended.

A decision or order of the Board may be appealed to the Federal Court of Appeal, providing the appeal is based on a point of law or jurisdiction.

Awarding of Costs

The Board does not award costs to participants in its proceedings[1]. However, in the case of detailed route hearings, the Board may establish the appropriate level of compensation to be paid to the landowner for costs associated with participation in the hearing.

---

1 During 1985, the Board referred to the Federal Court of Appeal the question of the Board's authority to award costs in connection with its hearing on the location of a propane facility at Flamborough, Ontario, proposed to be built by Interprovincial Pipe Line Limited. It is expected that the matter will be argued before the Federal Court of Appeal in April 1986.

Organization

Members of the National Energy Board

Mr. R. Priddle assumed the duties of Chairman on 10 January 1986, upon the retirement of Mr. C.G. Edge. The membership of the Board as of 31 December 1985 follows:

C.G. Edge	Chairman
R.F. Brooks	Vice-Chairman
L.M. Thur	Associate Vice-Chairman
W.A. Scotland	Associate Vice-Chairman
A.D. Hunt	Associate Vice-Chairman
J. Farmer	Member
J.R. Jenkins	Member
J.R. Hardie	Member
J.L. Trudel	Member
R.B. Horner, Q.C.	Member
W.G. Stewart	Member
A.B. Gilmour	Temporary Member

For part of 1985, Mr. E.S. Bell, Mr. J. Heath, and Mr. R. Laking served as Temporary Board Members.

Standing Panels

The Board assigns much of its non-hearing regulatory work to five Standing Panels, each composed of a quorum of three Board Members. In addition, certain Board Members and senior staff participate in committees that deal with issues of a broad regulatory nature or with matters affecting the internal management of the Board.

The Standing Panels refer to the Board as a whole any matters they feel may raise questions of general policy or warrant a public hearing. Except as noted below, Panels do not issue or amend certificates or licences, or decide matters requiring a public hearing.

Members of the Board's Standing Panels as of 31 December 1985, and their responsibilities, are given below. The composition of Standing Panels is changed at appropriate intervals to provide Members with an opportunity to become familiar with all aspects of the Board's work. The first-named member of each Panel is the Panel Chairman, the fourth is the Alternate Member. The Board's Chairman is an ex-officio member of all Panels and Committees.

Oil Panel

Issues export orders for crude oil and petroleum products; regulates matters of traffic and discrimination on oil pipelines; advises the Minister respecting oil-related energy matters in general; and monitors and reports on oil exports as required by the *Western Accord*.

W.A. Scotland
J. Farmer
J.R. Hardie
R.F. Brooks

Gas Panel

Exercises the powers of the Board on matters relating to natural gas, propane, butanes, and ethane, and on matters of traffic and discrimination in gas pipeline services; approves pricing and other gas export contract amendments, and, subject to Governor in Council approval, issues concordant amendments to gas export licences; issues short-term gas orders; and advises the Minister on all matters relating to gas export markets.

A.D. Hunt
R.B. Horner
A.B. Gilmour
R.F. Brooks

Electrical Panel

Exercises the Board's powers on all matters relating to electricity; issues electrical exemption and export orders; and advises the Minister on electricity matters.

L.M. Thur
J.R. Hardie
J.L. Trudel
J.R. Jenkins

Pipeline Panel

Exercises the powers of the Board in matters relating to the construction, operation, and maintenance of pipelines, including safety and environmental considerations.

J.R. Jenkins
R.B. Horner
A.B. Gilmour
A.D. Hunt

Financial Regulatory Panel

Exercises the powers of the Board with respect to tariffs and tolls charged by pipeline companies under the Board's jurisdiction.

W.G. Stewart
J. Farmer
J.L. Trudel
L.M. Thur

Committees

The Board's Committees review matters that relate to the Board's internal procedures and management. Committee members as of 31 December 1985 and their responsibilities are given below. The first-named member of each Committee is the Committee Chairman.

Executive Committee

Deals with broad, long-term issues affecting the Board.

C.G. Edge
R.F. Brooks
L.M. Thur
W.A. Scotland
A.D. Hunt
R. St. G. Stephens.

Internal Audit Committee

Initiates audits and reviews their results to the end that the Board's operations are administered efficiently, economically, and effectively.

C.G. Edge
R.F. Brooks
L.M. Thur
R. St. G. Stephens

Regulatory Process Committee

Studies and keeps under review all aspects of the regulatory process and recommends to the Board measures to improve the efficiency and effectiveness of regulation.

R.F. Brooks
L.M. Thur
J.S. Klenavic
S.K. Fraser

Staff

For the fiscal year 1985-86 the Board's budget was $27.0 million with a person-year allocation of 466.

The Board's offices and branches are described below; the inside back cover of this report lists the Board's senior staff.

The Executive Director is the Board's senior staff member, with responsibilities that include the overall management of the Board, the acquisition and allocation of human and financial resources, and the efficiency and effectiveness of Board activities and operations.

The Finance Branch coordinates and administers the financial policies under which the Board operates and provides advice and services relating to financial activities.

The Personnel Branch provides advice and services in the areas of staffing, human resources planning, training, affirmative action programs for visible minorities, official languages, classification, staff relations, and pay and benefits.

The Director General, Energy Regulation is responsible for the integration of all staff activities involving the regulation of energy exports. This encompasses planning and coordinating all work affecting the regulation of exports of oil, gas, and electricity under Part VI of the National Energy Board Act, and coordinating the analysis of all matters related to energy demand, supply and surplus under Part II of the Act.

The Economics Branch advises the Board on economic and socio-economic matters and maintains an energy statistics unit. The Branch prepares projections of energy demand in Canada and maintains surveillance of similar studies done for the United States. The Branch's responsibilities include analysis of the impact of proposed energy projects on the economy and socio-economic conditions of Canada and its regions. It also assesses the extent to which Canadians will have an opportunity to participate in projects.

The Energy Supply Branch is responsible for advising the Board on matters relating to oil and gas exploration, drilling, and production and forecasts trends in oil and gas supply from conventional, oil sands, synthetic, and frontier sources. The Branch independently calculates the reserves and deliverability of gas and the reserves and producibility of oil. The calculation of gas and oil reserves by pool is carried out in the Board's Calgary office.

The Electric Power Branch advises the Board on matters relating to electricity export licensing, international power line certification, and regulatory surveillance. The Branch prepares supply and demand forecasts for electricity that are used in dealing with electrical and other applications, reviews the American market for electricity, and provides advice to the Board on matters under federal jurisdiction that relate to the production, transportation, sale, and exchange of electricity.

During 1985-86, the Board's budget was $27 million with a person-year allocation of 466.

The Gas Branch advises the Board on all regulatory activity related to natural gas and gas products, including the regulation of all matters relating to traffic and discrimination in gas pipeline services and the export of gas and gas products by orders and licences. The Branch also monitors and controls all matters associated with the Board's obligations for the administration of domestic gas pricing under the Energy Administration Act. The Branch maintains a statistics unit, which is responsible for the collection and dissemination of all operational data related to the consumption and transportation of gas and gas products. As well, the Branch is responsible for preparing short-term forecasts for domestic and export gas and gas products demand. In addition, it plays a supportive role in all other regulatory activity related to gas and gas products.

The Oil Branch provides advice on oil-related energy matters, including oil markets, transmission, processing, distribution, and the short-term balance of supply and demand for feedstocks and oil products. The Branch advises the Board on pipeline traffic matters and reviews the export prices of domestic crude oil and petroleum products and international oil prices.

The Director General, Pipeline Regulation integrates all staff activities relating to the regulation of gas, oil, and petroleum products pipelines. This encompasses the design, construction, operation,

safety, and environmental concerns specified under Part III of the National Energy Board Act and matters regarding traffic, tolls, and tariffs under Part IV of the Act.

The Environment and Right-of-Way Branch is responsible for providing advice to the Board with respect to assessing the protection of the environment and the acquisition of land for pipelines and international power lines. The Branch assesses submissions from affected landowners regarding the detailed route of those facilities, verifies the accuracy of right-of-way acquisitions, and evaluates the technical requirements related to third-party crossings of pipelines.

The Pipeline Engineering and Operations Branch advises the Board on matters relating to pipeline certificates issued under the National Energy Board Act and for the regulation of the safety of pipeline facilities under the Board's jurisdiction. The Branch is the Board's principal source of advice on technical matters included in applications by pipeline companies for facilities construction and tolls.

The Financial Regulatory Branch has the primary responsibility for rates, tolls, and tariffs, financial advice, the audit of petroleum export charges, and costs of transportation under specific areas of the National Energy Board Act and the Energy Administration Act. It also audits the accounts of pipeline companies under the Board's jurisdiction and monitors the financial performance of pipelines.

The Law Branch provides legal advice to the Board on all matters relating to the Board's powers and responsibilities, acts as Counsel for the Board at public hearings, and represents the Board in proceedings before the Federal and Supreme Courts of Canada.

The Office of the Secretary receives all applications and submissions and coordinates their consideration by the Board. It advises the Board on the scheduling of hearings, and makes all administrative arrangements for public hearings in Ottawa and across Canada.

In addition, it provides media and public relations services, publications services, property and materiel management, records management services, and operates the Board's library. It administers the Access to Information and Privacy Acts and coordinates translation services with the in-house translation unit provided by Secretary of State.

The Information Technology Branch is responsible for computer systems services, word processing support, and data processing support. This includes consultative service on computer operations, data management, program design and development, and an advisory service on the latest data processing techniques and applications. Branch responsibilities also include the integration of information and processing systems and services for the Board.

Review of Energy Developments

Overview

World energy markets continued to be characterized by excess supply in 1985. Producers of crude oil and petroleum products competed for shares of a declining market. Natural gas availability exceeded demand, and electricity was in ample supply.

International Oil Prices

The excess world supply of oil resulted in a sharp decline in international oil prices during the closing months of 1985. The Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) found its share of the world's oil market continuing to diminish. Cash flow requirements led several members to virtually abandon pre-determined production quotas and to offer discounts from official prices. By the end of 1985, OPEC had decided to shift from a policy of setting world oil prices to one of defending its share of oil production. World oil traders have reacted to intensified price competition by increased reliance on short-term contracts and spot markets, and by minimizing crude oil and product inventories.

Developments in world markets caused the average cost in U.S. dollars of imported crude oil at Montreal to decline by 3.5 percent relative to the 1984 level. However, the price paid in Canadian dollars for imported crude increased by two percent in 1985, reflecting the continued depreciation of the Canadian dollar. At year end, there was widespread anticipation of a further decline in the international price of oil.

Gas Export Prices

The decline in world oil prices has influenced the prices of competing fuels in markets throughout the world. In North America, the natural gas industry has been subjected to the pressure of declining oil prices, gas supply in excess of demand, and changes in government policy.

The U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) undertook several initiatives during 1985 to open American gas markets to more direct competition. To date, these policy changes have resulted in significant market shifts stemming from the static American gas market and the continuing surplus of supply. Notably, spot sales have grown rapidly and now account for some 30 to 35 percent of the American interstate market. Spot prices for gas fell throughout 1985, reaching approximately $U.S. 2.00 per thousand cubic feet at year-end and putting increasing pressure on longer-term contract prices for gas. The extent to which spot markets will expand depends on the outcome of the FERC policy initiatives and the reaction of the natural gas industry to adopted policies.

In the early 1980's, the excess of natural gas supply and increasing competition in American natural gas markets eroded Canada's historical five percent share of American markets. Since November 1984, Canadian natural gas export pricing policy has allowed exporters of natural gas to the United States to negotiate export prices, subject to certain government guidelines. This has resulted in a recovery of our share of the American market. However, the increase in gas export volumes was offset by lower export prices, resulting in relatively constant export revenues.

Canadian Energy Policy

Market-responsive gas export pricing was the first of several recent initiatives in Canadian energy policy. In March 1985, the *Western Accord* proclaimed an end to administered oil pricing in Canada, reduced taxation on the petroleum industry, and effectively eliminated controls on crude oil and petroleum product exports

starting 1 June 1985. In late October 1985, the Minister of Energy, Mines and Resources announced that an agreement on natural gas pricing for domestic sales had been reached with the provinces of British Columbia, Alberta, and Saskatchewan. The *Agreement on Natural Gas Markets and Prices*, which became effective on 1 November 1985, will move Canada from a government-administered pricing system to a market-oriented pricing regime in order to foster a competitive market environment. The agreement provides for:

- direct sales at prices and terms freely negotiated between producers and distributors or large industrial users, provided transportation service is available in the consuming provinces;
- competitive marketing programs, allowing distributors to offer discounts in the competitive markets;
- a comprehensive review of the role and operations of interprovincial and international pipelines;
- access to the eastern Canadian market for gas produced in British Columbia and Saskatchewan; and
- a review by the National Energy Board of access to transportation services on TransCanada PipeLine's system with regard to availability, duplication of demand charges, displacement of sales, and take or pay charges.

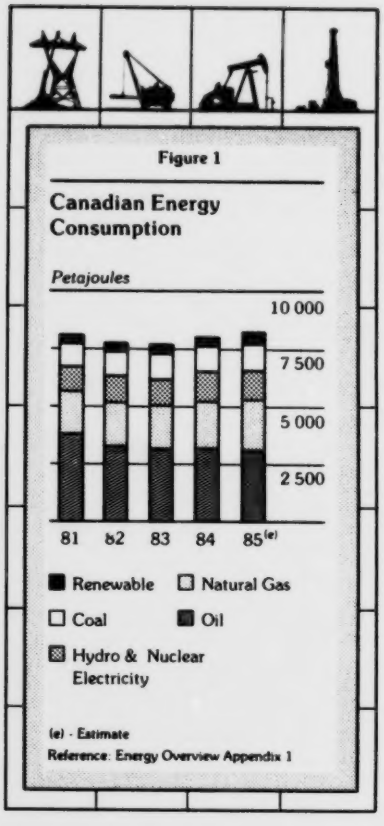
Effective 1 November 1986, prices for all natural gas entering interprovincial trade will be determined by negotiation between buyers and sellers. In the twelve-month transition period to the market-oriented system commencing 1 November 1985, the price of gas at the Alberta border for existing contracts was frozen at $2.79804 per gigajoule. In the same period, the Government of Canada agreed to subsidize transportation services on the TransCanada system under a Transportation Assistance Program financed by an extension of the Market Development Incentive Program in order to keep wholesale prices east of Alberta at their current levels.

Oil and gas producers benefited from the tax changes in the *Western Accord* and from adjustments in provincial royalties during 1985. A new fiscal regime to replace Petroleum Incentive Payments was also announced for frontier areas, along with a new, competitive system for the issuance of frontier exploration rights.

Energy Production, Consumption, and Trade

During 1985, Canadian energy production increased in line with the growth in the domestic market and in export demand for Canadian energy. Consumption in Canada increased by two percent as a result of a colder-than-average winter, relatively steady energy prices, and strong economic growth. Economic growth in 1985 resulted from a long-awaited recovery in business fixed investment, together with gains in the household demand for residential construction and consumer durables. Natural gas consumption increased by six percent, while oil consumption declined slightly. Total electricity use rose by four percent.

Energy exports increased strongly in 1985.



Total petroleum export volumes were up by 31 percent, electricity exports by 10 percent and natural gas by 22 percent. Total energy equivalent exports of oil, gas, and electricity increased by 27 percent over 1984 for a total value exceeding $14 billion. The dollar surplus in energy trade increased some 24 percent, for a positive balance approaching $10 billion.

Crude Oil and Petroleum Products

The Canadian petroleum industry faced major policy changes with the signing of the *Western Accord*. The key elements of this agreement between the federal government and the producing provinces were the elimination of administered prices for crude oil, restrictive controls and charges on crude oil and petroleum product exports,

Table 1

Canadian Trade Balance in Petroleum, Gas, and Electricity

(Petajoules and Billions of Dollars)

	1983		1984		1985(e)	
	PJ	$ Billions	PJ	$ Billions	PJ	$Billions
Exports						
Petroleum[a]	1 051	5.9	1 177	6.8	1 547	9.0
Natural Gas	771	3.9	809	3.9	990	4.1
Electricity[b]	133	1.2	135	1.4	149	1.4
Total	1 955	11.0	2 121	12.1	2 686	14.5
Imports[c]						
Petroleum[a]	614	3.6	702	4.3	770	4.8
Net Export - Total	**1 341**	**7.4**	**1 419**	**7.8**	**1 916**	**9.7**

(e) estimate

(a) Includes petroleum products.
Excludes exchanges between Canada and the United States.

(b) Electricity is converted at 3.6 petajoules per terawatt hour on the basis of the energy content of the electricity output.
Excludes exchanges between Canada and the United States.

(c) Import quantities of natural gas and electricity were negligible.

and controls on imports of heavy fuel oil. These changes in pricing and regulatory policy became effective 1 June 1985.

The policy changes did not immediately result in large shifts in the domestic disposition of Canadian crude oil, although deliveries to the Atlantic region were almost entirely ended when the subsidy for those movements ceased. Canadian crude oil prices were also quite stable over the year, with the average Toronto refinery gate price of oil increasing by approximately three percent over 1984. The fall in international oil prices at the end of 1985 caused reductions in Canadian crude oil prices beginning in December 1985. Major price reductions occurred early in 1986 as Canadian oil prices followed the rapid decline in international oil prices.

Supply and Domestic Demand

Refinery crude oil runs during the year decreased by 1.5 percent, reflecting a decline in demand and product inventory reductions. Regionally, demand for gasoline, middle distillates, and heavy fuel oil fell 4.2 percent in Eastern Canada and increased by 0.4 percent west of Ontario. Demand for motor gasoline reflected the continuing improvements in the efficiency of the motor vehicle stock, while the substitution of alternative fuels reduced the demand for light and heavy fuel oil. Since 1 June 1985, purchases of domestic crude oil by Canadian refineries decreased by eight percent from 1984, while imports increased.

During 1985, Canadian production of light crude oil declined by some 5 200 cubic metres per day to 168 300 cubic metres per day due to market demand constraints. In Alberta, as a result, an average of 9 900 cubic metres per day of productive capacity for light crude oil was shut-in during 1985, compared to 1 000 cubic metres per day in 1984. Production of synthetic crude oil increased by 5 500 cubic metres per day in 1985 to 26 600 cubic metres per day, while the production of heavy crude oil increased by 7 000 cubic metres per day to 55 700 cubic metres per day, principally due to increased bitumen production.

In total, crude oil and equivalent production increased by 2.9 percent, from 243 500 cubic metres per day in 1984 to an estimated 250 600 cubic metres per day in 1985.

Exports

Continually rising production and relatively flat Canadian demand for heavy crude oil resulted in record levels of heavy crude oils, averaging approximately 41 900 cubic metres per day, being exported to the U.S. Midwest. Exports of light crude oil to the United States also increased substantially to some 33 400 cubic metres per day. Crude oil exchange arrangements between Canadian and American refiners continued in 1985.

Exports of refined petroleum products were particularly strong in the first half of 1985, when the Board was responsible for the licensing of petroleum product exports. During this period, the Board encouraged the exportation of high-valued, refined products in order to minimize the level of shut-in crude oil productive

capacity. Petroleum product exports in the last half of 1985 were slightly below 1984 levels. Refined product exports averaged approximately 21 000 cubic metres per day over the year, an increase of 10 percent over 1984.

The total volume of crude oil and petroleum product exports increased by approximately 31 percent over 1984, while export revenues are estimated to have grown by a similar percentage.

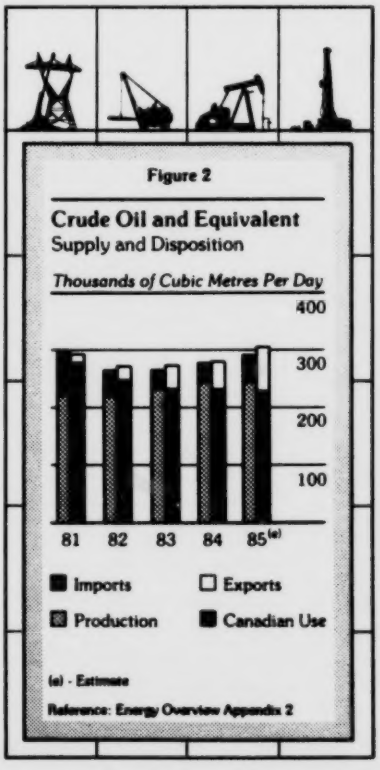
Pipeline Capacity

The increased production of crude oil, especially the increase in heavy grades, caused pipeline operators to consider expanding the capacity of their pipeline systems in 1985. Interprovincial Pipe Line Limited operated at full capacity for most of the year and was required to apportion space in two months of 1985. An expansion of Interprovincial's system has been approved by the Board and is proceeding.

The total volume of crude oil and petroleum product exports increased by approximately 31 percent over 1984.

A notable extension to the national pipeline system in 1985 was the completion of Interprovincial's Norman Wells Pipeline, which transports oil from the Norman Wells field in the Northwest Territories to Alberta.

Imperial Oil Ltd. completed its pipeline connection between Edmonton and the Rangeland pipeline system to improve export market access for the increasing production of Cold Lake heavy crude oil.



Natural Gas

Supply and Domestic Demand

In 1985, net sales of natural gas in Canada rose by five percent. This strong increase in demand resulted from market expansion, primarily in the province of Quebec, and increasing activity in the industrial sector of the market, which accounts for half of all gas sales. Colder-than-average weather conditions also contributed to the increase.

The price of natural gas in Canada was steady throughout the year; however, the price relationship of gas to oil in the Toronto reference market declined from 63 percent to 61 percent as a result of the slight rise in the refinery acquisition prices of crude oil.

Despite the increase in domestic and export demand, the excess of productive capacity relative to demand remained as a problem for gas producers throughout the year.

Exports

During 1985, the first full year of gas export sales under the policy of negotiated gas export pricing, gas export volumes were up by 22 percent from 1984, while export prices declined on average by 16 percent to $4.06 per gigajoule. Total gas export

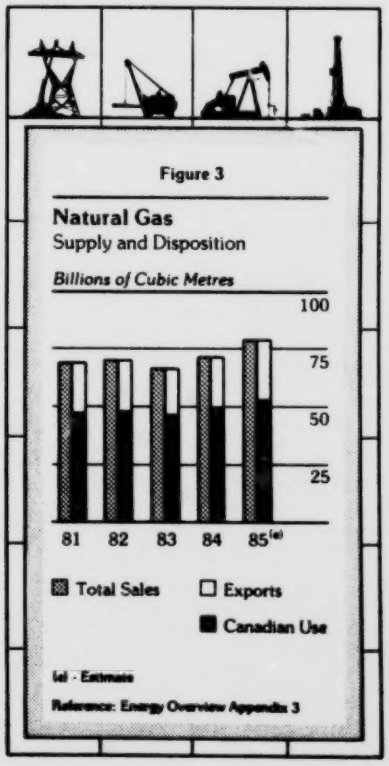
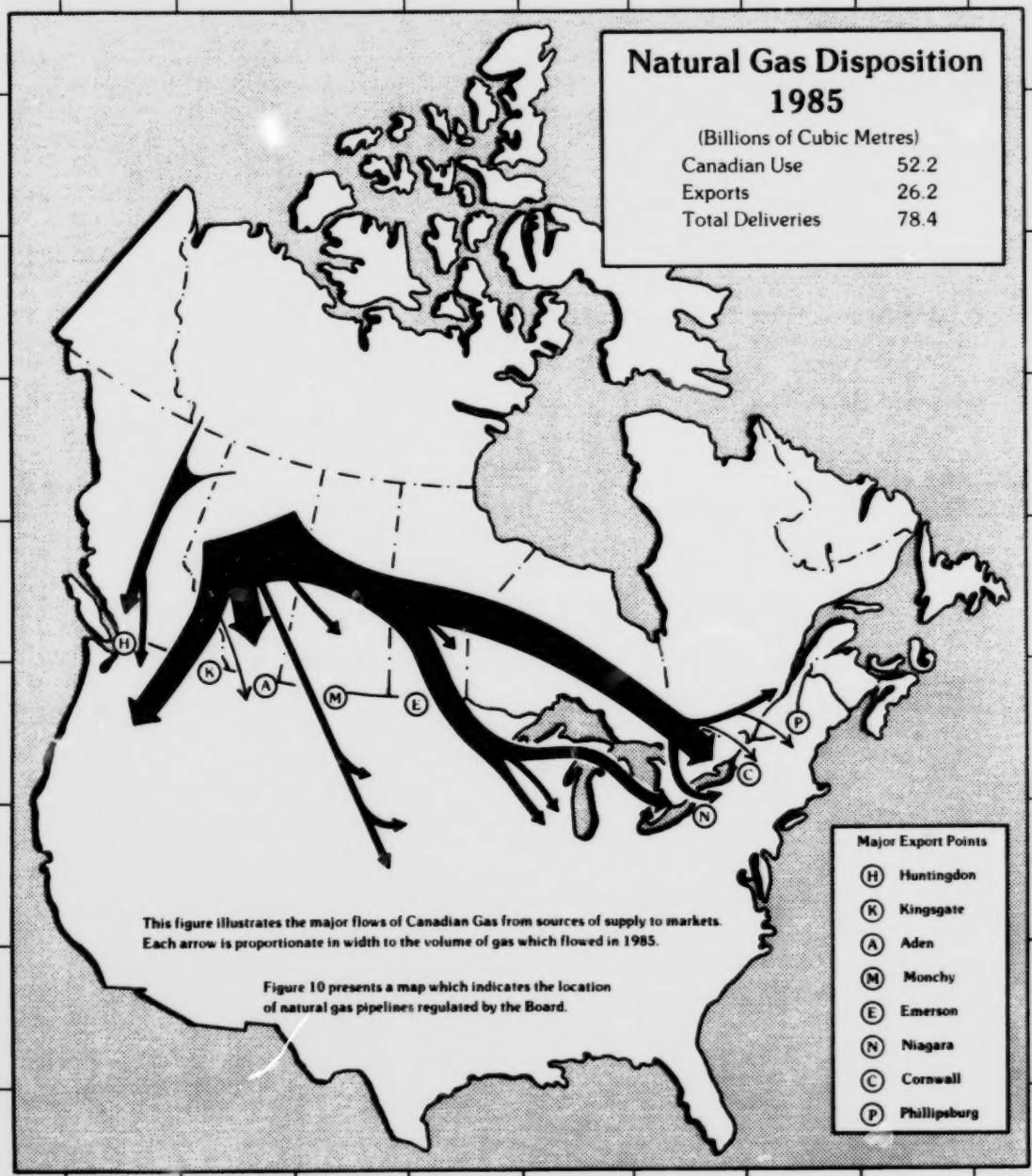


Figure 4


Natural Gas Disposition
1985
(Billions of Cubic Metres)
Canadian Use 52.2
Exports 26.2
Total Deliveries 78.4
Major Export Points
H Huntingdon
K Kingsgate
A Aden
M Monchy
E Emerson
N Niagara
C Cornwall
P Phillipsburg
This figure illustrates the major flows of Canadian Gas from sources of supply to markets. Each arrow is proportionate in width to the volume of gas which flowed in 1985.
Figure 10 presents a map which indicates the location of natural gas pipelines regulated by the Board.

revenues remained at about $4 billion. In 1985 actual exports represented about 56 percent of quantities authorized for export by the Board.

American markets for Canadian natural gas can be described in three groupings: the California/Northwest market, the Midwest market and the Mid-Atlantic market. Exports were strong to the California/Northwest market area, totalling 14 400 million cubic metres, which represents 55 percent of the total quantity of gas exported, and, in turn, was an increase of 36 percent over exports to this market area during 1984. Exports to the U.S. Midwest, where inter-fuel competition is particularly severe, were 10 500 million cubic metres. This represents 40 percent of total export volumes and was up 6 percent over 1984. The U.S. Mid-Atlantic exports make up the remaining five percent of gas exported from Canada. They increased 59 percent over 1984.

During 1985, the first full year of gas export sales under the policy of negotiated gas export pricing, gas export volumes were up by 22 percent over 1984.

In 1985 the Board approved 28 short-term gas export orders. The majority of these orders relate to exports to the California/ Northwest market area. Eighteen of the short-term export orders were approved subsequent to the 1 November 1985 relaxation of gas export regulations.

Natural Gas Liquids

Total net Canadian production of propane and butanes in 1985 was 7.3 and 4.5 million cubic metres, respectively, very similar to the 1984 levels. Ethane production amounted to 6.2 million cubic metres. Canadian domestic requirements grew slightly in 1985, led by the use of natural gas liquids in enhanced oil recovery projects and by the petrochemical industry. Export quantities of propane, butanes, and ethane amounted to 2.9, 2.5, and 1.6 million cubic metres respectively, a reduction from 1984 levels. The regulation of propane and butanes exports was relaxed in 1985 to remove quantity and minimum price restrictions.

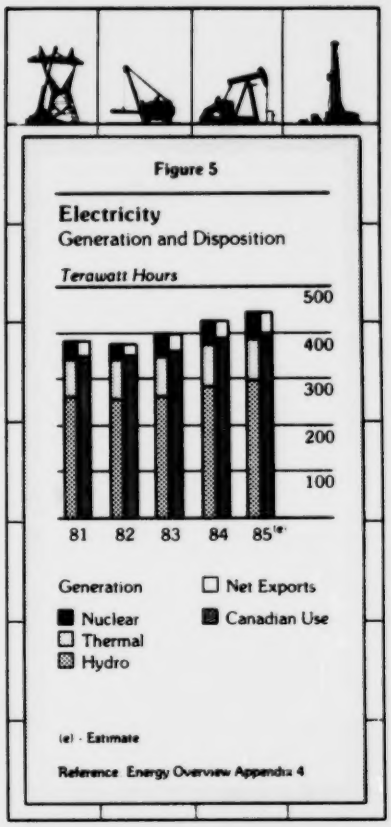
Electricity

Generating Capacity

In 1985, Canada's total net installed electrical capacity was approximately 89 700 megawatts, an increase of six percent over 1984. Generating capacity added in 1985, including new hydro in Quebec, Saskatchewan, and British Columbia and new nuclear units in Ontario, amounted to approximately 4 800 megawatts.

Generation and Consumption

Total generation of electricity in 1985 is estimated to be 445 000 gigawatt hours, up about 5 percent over 1984. Approximately 67 percent of this was supplied from hydroelectric generation, 20 percent from conventional thermal generation and 13 percent from nuclear generation. Total Canadian consumption in 1985 is estimated to be 404 000 gigawatt hours, an increase of 4 percent over 1984.

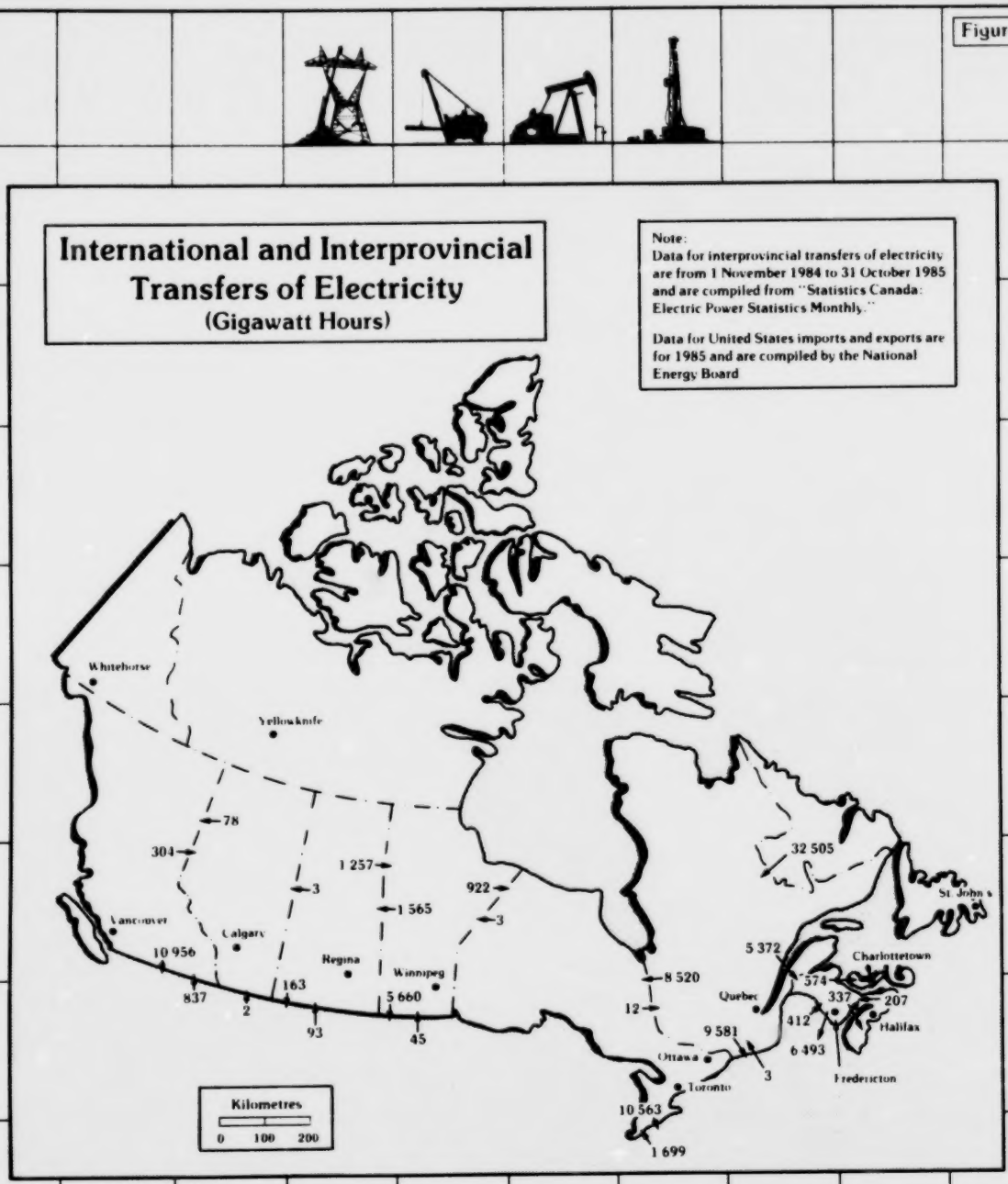


New Transmission Facilities

A number of international transmission facilities were completed, following review and approval by the Board. The New Brunswick Electric Power Commission upgraded the capacity of its 345-kilovolt interconnection with the New England states by 100 megawatts. Hydro-Québec built a second 120-kilovolt transmission line to Vermont which has been in service since September 1985. Ontario Hydro completed a 345-kilovolt line at Niagara to increase the capacity of its interconnection with the New York Power Authority.

New interprovincial transmission facilities not regulated by the Board were also completed during the year. These include a 500-kilovolt

Figure 6


International and Interprovincial Transfers of Electricity
(Gigawatt Hours)
Note:
Data for interprovincial transfers of electricity are from 1 November 1984 to 31 October 1985 and are compiled from "Statistics Canada: Electric Power Statistics Monthly."
Data for United States imports and exports are for 1985 and are compiled by the National Energy Board
Whitehorse
Yellowknife
78
304
1 257
3
922
1 565
3
Vancouver
Calgary
Regina
Winnipeg
10 956
837
2
163
93
5 660
45
8 520
12
9 581
3
10 563
1 699
32 505
St. John's
5 372
Charlottetown
574
337
207
412
Halifax
6 493
Fredericton
Quebec
Ottawa
Toronto
Kilometres
0
100
200

line between Alberta and British Columbia and a new direct current interconnection, composed of a converter station and one 345-kilovolt line, between Quebec and New Brunswick.

These new transmission facilities could ultimately permit the export of additional Canadian energy.

Mutual Assistance

Interconnections play a major role in modern power systems. Most Canadian utilities have both north-south and east-west lines that allow exchanges of power and energy and mutual assistance. One example of the benefits derived from cooperative action occurred in May when Ontario Hydro's nuclear plants were shut down and the utility obtained energy and reserve capacity from neighbouring systems in Canada and the United States.

In another instance, when the east coast of the United States was struck by Hurricane Gloria in September, Hydro-Québec and Ontario Hydro sent line crews to assist in re-establishing service to customers in the State of New York and in the New England States.

Export Sales

In 1985, total export sales of electricity amounted to 41 520 gigawatt hours, representing an increase of 10 percent over the previous year, with associated revenue up by 4 percent to $1.4 billion. This modest increase in revenue resulted mainly from a decrease in the average export price due to the lower production cost of oil, gas, and coal-generated electricity displaced in the American market.

The British Columbia utilities increased their export sales substantially in 1985. The Bonneville Power Administration, which usually supplies much of the U.S. west coast market, including some of California's needs, experienced low water levels throughout the year. At the same time, British Columbia exporters enjoyed good water conditions and were thus able to supply the demand for interruptible energy in the American market. As a result, the total exports from that province more than doubled from 1984.

In 1985, British Columbia Hydro and Power Authority adopted a new export market strategy following the provincial government's announced policy of pursuing export power sales in order to facilitate the construction of generating power plants.

Oil and Gas Exploration and Reserves

Exploration and Drilling Activity

The Canadian petroleum industry set a new drilling record in 1985. During the year, approximately 11 515 wells, including 44 offshore wells, were drilled throughout Canada, an 18 percent increase over 1984. As in the previous four years, drilling activity in the western provinces was directed principally towards oil rather than gas discovery. A regional breakdown of drilling activity is shown in Table 2.

Factors underlying the increase in drilling activity included:

- the favourable environment for new investment created by the *Western Accord*.

Table 2

Drilling Activity by Area

(Number of Wells Drilled)

	1984 (a)	1985 (e)
British Columbia	194	215
Alberta	6 043	7 075
Saskatchewan	2 963	3 770
Manitoba	246	245
Ontario and Other Eastern Producing Provinces	199	106
Territories and Arctic Islands (Includes Beaufort Sea and Mackenzie Delta)	96	76
East Coast Offshore	22	28
Total for Canada	**9 763**	**11 515**

(a) - Canadian Petroleum Association data
(e) - estimate

- the phasing-out of the Petroleum and Gas Revenue Tax and the provision of royalty tax credits;
- the introduction and extension of royalty "holidays" for new oil wells and reduced royalties; and
- accelerated activity in heavy oil projects and continued strong export demand for heavy oil.

Geophysical activity during 1985 was up about five percent from 1984, reflecting the industry's continued pursuit of new hydrocarbon prospects throughout Canada.

British Columbia

The level of drilling activity in British Columbia was relatively unchanged from 1984. Of particular interest was the drilling of two wells in the Flathead and Kootenay Pass regions of southeastern British Columbia to locate accumulations of carbon dioxide for use in enhanced oil recovery projects. Tests indicated natural gas containing over 75 percent carbon dioxide. Most drilling in the northeastern part of the province was directed towards the search for oil.

Alberta

Alberta recorded the largest increase in total wells drilled, with some 7 075 completions. Much of the activity was concentrated in and adjacent to areas of known oil reserves, where new small- and medium-sized oil accumulations made significant contributions to the province's oil reserves and production.

Important centres of activity were northwestern Alberta, where drilling was directed in large measure towards the search for oil in Devonian reefs, and the east central part of the province where the main objective was the development of bitumen and conventional heavy oil deposits. In southern Alberta, there was extensive drilling for both heavy oil and shallow gas.

Saskatchewan

A new drilling record was established in Saskatchewan for the third consecutive year. A total of 3 770 wells were drilled, an increase of 27 percent over 1984. As in previous years, drilling was concentrated in the west central part of the province for heavy gravity oil; however, there was a significant increase in drilling activity in southeastern Saskatchewan's light oil producing areas. In southwestern Saskatchewan, shallow gas development continued.

Manitoba

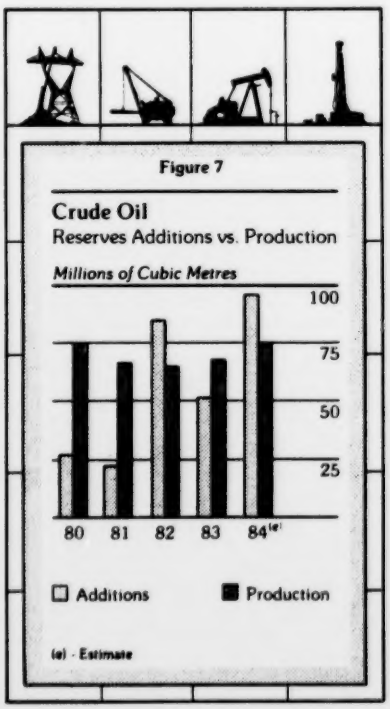
245 wells were drilled in Manitoba, about the same number as in the

Table 3

Estimated Established Reserves of Conventional Crude Oil at 31 December 1984

(Millions of Cubic Metres)

	Initial	Remaining
British Columbia	79.3	18.6
Alberta	1 985.5	566.4
Saskatchewan	421.2	110.1
Manitoba	32.8	9.6
Northwest Territories	39.9	35.2
Ontario	10.1	0.8
Total for Canada	**2 568.8**	**740.7**



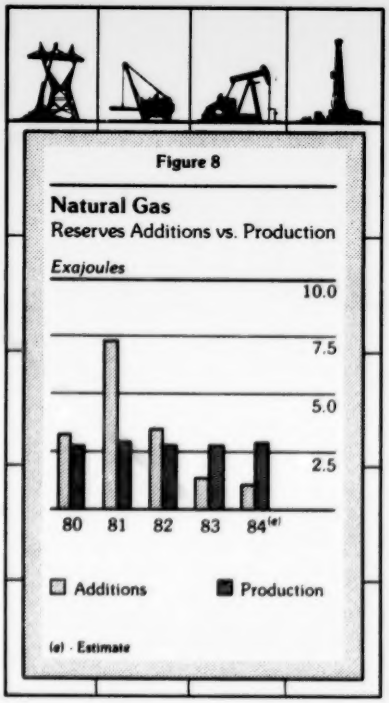


Table 4

Estimated Established Reserves of Marketable Natural Gas at 31 December 1984

(Exajoules)

	Initial	Remaining
British Columbia	15.9	9.3
Alberta	111.6	66.5
Saskatchewan	3.1	1.9
Southern Yukon and Northwest Territories	0.6	0.4
Ontario and Other Eastern Producing Areas	1.3	0.5
Total	**132.5**	**78.6**
Mackenzie Delta	5.6	5.6
Arctic Islands	12.0	12.0
Total for Canada	**150.1**	**96.2**

previous year. Drilling activity was directed towards the development of oil reserves in the southwestern part of the province.

Frontiers

In 1985, 106 wells were completed in Canada's frontier areas. Of these, 44 wells were completed in the offshore areas of the Mackenzie Delta-Beaufort Sea, Arctic Islands and East Coast, as well as Hudson Bay. The remaining 62 wells were located primarily on the Northwest Territories mainland. Thirty-five of these were drilled in the Norman Wells oil field in connection with a waterflood program to enhance oil recovery.

Oil and Gas Reserves

The Board's estimate of remaining established reserves of conventional crude oil as of 31 December 1984 is 740.7 million cubic metres, 21.7 million cubic metres greater than the 31 December 1983 estimate.

Initial established reserves of conventional crude oil increased 97.6 million cubic metres. Increases of 77.8, 21.3 and 0.3 million cubic metres were recorded in Alberta, Saskatchewan, and Manitoba, respectively. A decrease of 1.8 million cubic metres was experienced in British Columbia.

The Board's estimate of remaining established reserves of marketable natural gas in the conventional producing areas as of 31 December 1984 is 78.6 exajoules, 1.4 exajoules lower than the December 1983 estimate.

Initial established reserves of natural gas increased 1.2 exajoules, reflecting increases of 1.1 and 0.2 exajoules in Alberta and Saskatchewan, respectively, and a decrease of 0.1 exajoules in British Columbia.

Review of Board Activities

Public Hearings and Inquiries

During 1985, the Board conducted all or part of 18 hearings and inquiries in locations from Calgary, Alberta to Sherbrooke, Quebec, and in northern Canada, for a total of 166 hearing days.

The following summarizes the major decisions issued following public hearings and provides information on other applications before the Board during 1985.

Electric Power Exports

Maritime Electric Company Limited and New Brunswick Electric Power Commission

In 1982, the New Brunswick Electric Power Commission (N.B. Power) had been granted three licences to export electricity to four power companies in Maine.

A condition in each licence required N.B. Power to first offer the energy it intended to export to "economically-accessible Canadian markets on terms not less favorable to a Canadian purchaser..... than the terms on which the export would be made."

N.B. Power made an offer of the power to the Maritime Electric Company Limited (MECL) of Prince Edward Island. The offer, which was based on N.B. Power's interpretation of the condition, was not satisfactory to MECL.

In March 1984, MECL applied to the Board for orders requiring that N.B. Power comply with the condition and offer the energy to MECL at a price no higher than the export price. N.B. Power filed a cross-application disputing MECL's interpretation of the licence condition, and requesting, if necessary, an amendment to the licence conditions to clarify the price to be charged interconnected Canadian utilities.

A public hearing on these applications took place in the summer and fall of 1984. In February 1985, the Board issued its Reasons for Decision approving MECL's application and dismissing N.B. Power's.

Hydro-Québec (Vermont)

In October 1984, the Board held a public hearing in Montreal on an application by Hydro-Québec for licences to export power and energy to the State of Vermont and for a certificate of public convenience and necessity to construct a 120-kilovolt international power line to deliver part of these exports.

In January 1985, the Board approved two licences to be issued to Hydro-Québec. One licence authorizes the export of up to 150 megawatts of power and 1 314 gigawatt hours of energy per year for 10 years; the other permits the export of up to 200 megawatts of interruptible power per year and 1 752 gigawatt hours of energy per year for a period of 10 years and 6 months, less any exports made under the firm licence. The Board also approved the related power line.

The Manitoba Hydro-Electric Board

In November 1984, the Board held a public hearing in Winnipeg on an application by the Manitoba Hydro-Electric Board for a licence to export firm power and energy to Northern States Power Company, which provides power to the north-central United States.

In March 1985, the Board issued its Reasons for Decision approving a twelve-year licence to Manitoba Hydro. The licence allows the export of up to 500 megawatts of firm power and up to 3 405 gigawatt hours of energy annually.

Hydro-Québec (Citizens Utilities)

In December 1985, following a public hearing in Montreal in September, the Board issued its Reasons for Decision on an application by Hydro-Québec for

licences to export power and energy to Citizens Utilities Company in Vermont.

The Board issued three licences authorizing the export of power and energy over a five-year period. The licences permit the export of up to 100 megawatts of power and 657 gigawatts hours of energy each year.

Hydro-Québec (NEPOOL II)

In December the Board received an application from Hydro-Québec for a licence to export 70 terawatt hours (70 billion kilowatt hours) of electrical energy over a 10-year period commencing in 1990 to the New England Power Pool (NEPOOL).

The Board intends to hold a hearing on this application in 1986.

Electric Power - Detailed Route Hearings

Hydro-Québec (NEPOOL I)

In April 1985, the Board held a public hearing in Sherbrooke, Quebec, to consider the views of 26 landowners who had concerns about the detailed route of an international power line to be constructed by Hydro-Québec in the Eastern Townships. The power line, authorized by the Board in November 1984, would be used by Hydro-Québec to export electricity to the New England Power Pool.

In June 1985, the Board issued its Reasons for Decision approving all but two sections of the proposed detailed route. In October 1985, Hydro-Québec filed an application for approval of a modified route for the two remaining sections. In December, objections were received from some landowners on the revised route, but these objections were subsequently withdrawn. The Board will decide on the two remaining sections early in 1986.

Hydro-Québec (Vermont)

In July 1985, following a public hearing held in June in St-Jean-sur-Richelieu, Quebec, the Board issued its Reasons for Decision approving the detailed route of a 120-kilovolt international power line to be built by Hydro-Québec from Bedford, Quebec, to the Vermont border. As mentioned earlier in this chapter, construction of the power line was approved by the Board in January 1985.

Tolls and Tariffs

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Gulf Canada Limited)

In December 1984, the Board had issued Order No. MO-56-84 directing Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. to receive, transport, and deliver, via its pipeline from Edmonton to Kamloops, certain volumes of oil products offered for transmission by Gulf Canada.

In January 1985, the Board held a public hearing on an application by Trans Mountain for:

- a review of and a change to Order No. MO-56-84 and for authority to construct certain modifications to its pipeline at the Kamloops pumping station; and
- new tolls to be charged by Trans Mountain as of 1 January 1985 for transporting crude oil and products.

In January 1985, the Board amended Order No. MO-56-84 and authorized the construction of the requested pipeline modifications.

In April 1985, the Board issued its Reasons for Decision and approved new tolls to be charged by Trans Mountain as of 1 May 1985.

Trans-Northern Pipelines Inc. - Tolls

In April 1985, the Board held a public hearing on an application by Trans-Northern Pipelines Inc. for new tolls to be charged for the transportation of refined petroleum products in Ontario and Quebec. In June the Board issued its Reasons for Decision authorizing new tolls effective 1 July 1985.

The Board allowed the company an overall rate of return of 14.46 percent on a rate base of $38.36 million. This rate included a rate of return on common equity of 15.75 percent.

Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. - Tolls

In August 1985, the Board announced its decision approving new tolls that Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. may charge for the transportation of natural gas in its pipeline system in Quebec.

While no public hearing of this application was held, the Board requested written submissions as a means of obtaining the views of interested parties.

The Board set a monthly toll of $7.2 million, approximately one-twelfth of a projected cost of service of $86.588 million. The authorized rate of return was 13.2 percent on a rate base of $428.5 million.

The Board's Reasons for Decision were issued in September 1985.

Westcoast Transmission Company Limited - Method of Toll Regulation

Following a public hearing held in Vancouver during November 1984 and in Ottawa during January

1985, the Board in May issued its Reasons for Decision on the method of regulating the tolls which Westcoast Transmission Company Limited may charge for natural gas gathering, processing, and transportation services.

The Board decided that, as of 1 January 1986, it would regulate Westcoast's tolls on a fixed rather than variable toll basis.

Westcoast Transmission Company Limited - Tolls

In December 1985, Westcoast filed an application for tolls which it may charge as of 1 January 1986. In December, the Board issued an order allowing Westcoast to charge interim tolls starting 1 January 1986 until such time as the Board issues its decision on the application.

The Board expects to hear the application in March 1986.

TransCanada PipeLines Limited - Method of Toll Regulation

In October and November 1984 and in February 1985, the Board held a public hearing in Hull and Ottawa to examine the method of regulating the tolls which TransCanada PipeLines Limited may charge for transporting natural gas to Canadian and American markets.

In February, the Board decided to adjourn the review until such issues as gas pricing and marketing had been clarified. With the signing of the *Agreement on Natural Gas Markets and Prices* on 31 October 1985, and with many of the issues being discussed in the Board's January 1986 hearing on the availability of services on the TransCanada pipeline, it is unlikely the hearing on TransCanada toll methodology will be resumed.

TransCanada PipeLines Limited - Tolls

Following public hearing sessions in Ottawa between April and July 1985, the Board in October 1985 issued its Reasons for Decision on an application by TransCanada PipeLines Limited approving an increase in the tolls to be charged by TransCanada as of 1 November 1985 for the transportation of natural gas to markets in Canada and the United States.

The Board authorized a total cost of service for TransCanada of $1 146 million, an increase of $124 million, or 12.1 percent from the cost authorized by the Board for the previous year. Recovery of this amount increased tolls throughout TransCanada's system. For example, the increase in the toll for CD service in the Eastern Zone, between Windsor, Ontario and Quebec City, was 11.4 percent.

TransCanada PipeLines Limited - Availability of Services

The 31 October 1985 *Agreement on Natural Gas Markets and Prices* between the federal government and the producing provinces provided for direct sales of natural gas at prices and terms freely negotiated between producers and distributors or large industrial users, on condition that transportation service is made available for such sales.

Paragraph 7 of the Agreement states:

"To enable the market-responsive pricing system to operate within the intent of this Agreement, the governments request the National Energy Board to review the following concerns:

i) whether inappropriate duplication of demand charges will result from possible displacement of one volume of gas by another; and

ii) whether the policy regarding the availability of T-Service, as outlined in the Board's latest TransCanada PipeLines toll decision is still appropriate, taking into account, among other things, interested parties' views on the fair and equitable sharing of take-or-pay-charges."

In response to this request, the Board decided to hold a public hearing. This hearing, scheduled to begin in January 1986, will also review related aspects of the Board's Reasons for Decision on TransCanada's tolls.

Orders for Direct Purchase of Alberta Gas

Immediately prior to the 31 October 1985 *Agreement on Natural Gas Markets and Prices* being announced, the Board received an application from Cyanamid Pipeline Inc. for orders to implement a direct purchase of Alberta natural gas for use at its ammonia production plant near Welland, Ontario.

Included in the application were requests for the Board:

- to order TransCanada PipeLines Limited to carry the gas for Cyanamid;
- to establish the transportation tolls for the movement of the gas; and
- to approve the construction of a six-kilometre pipeline from the ammonia plant to TransCanada's pipeline.

On application from Cyanamid, and after considering the comments of interested parties, the Board in

December approved an interim order which directed TransCanada to transport gas for Cyanamid and established the toll that TransCanada may charge for the transportation service.

In December, the Board received an application of essentially the same type—in this case, involving Saskatchewan gas—from Nitrochem Inc., a competitor of Cyanamid, operating an ammonia products plant at Maitland, Ontario. Nitrochem applied for both an interim and final order of the Board.

The Board plans to decide on Nitrochem's interim application early in the new year, and expects that the main Cyanamid and Nitrochem applications will be considered at a public hearing in 1986.

Pipeline Facilities

Canada LNG Corporation

In 1983 Dome Petroleum Limited applied to construct and operate facilities to manufacture liquefied natural gas for export to Japan. At the time, Dome was the holder of Licence GL-76, authorizing the export of LNG to Japan. An application was subsequently filed by Westcoast Transmission Company Limited to construct associated pipeline facilities.

A hearing on Dome's application began in October of 1983, but was adjourned in November 1983 pending the filing of further information in support of the application. As that information has not yet been filed, no date has been set for the continuation of the hearing.

In June 1984, the Dome and Westcoast applications and Dome's export licence were assigned, on application, to Canada LNG Corporation, a corporation established to manage all aspects of the project[1].

Murphy Oil Company Ltd. - Certificate

In February, the Board held a public hearing in Calgary on an application by Murphy Oil Company Ltd. for a certificate to construct and operate a crude oil pipeline from a proposed tie-in with the Bow River Pipelines Ltd. system to Murphy's existing pipeline at Milk River, Alberta.

During 1985,the Board conducted 18 hearings and inquiries from Calgary, Alberta to Sherbrooke, Quebec, and in northern Canada.

Later in February, the Board issued its decision approving the application and in April released its Reasons for Decision. An alternative proposal by Bow River Pipelines Ltd. received approval from the Alberta Energy Resources Conservation Board, and was constructed. Consequently, the future of the Murphy project is uncertain.

Interprovincial Pipe Line Limited - Flamborough

In May 1983, the Board approved an application by Interprovincial Pipe Line Limited which permitted Interprovincial, among other things, to locate propane terminal facilities in the Flamborough area, near Burlington, Ontario.

Later in 1983, the Board held a public hearing in response to concerns raised by authorities and landowners in the Flamborough area over the location of the facilities. Hearings continued in 1984, with delays in the proceeding caused by legal matters before the Federal Court of Appeal and the Supreme Court regarding the Board's jurisdiction in the matter and the alleged bias of the Board's hearing panel.

After judicial proceedings were dismissed, the Board continued hearings in Burlington, Oakville, and Ottawa, Ontario in the spring and summer of 1985.

The Board expects to release its report on this matter early in 1986.

In a related matter, in October, the Board referred to the Federal Court of Appeal the question of the Board's jurisdiction to award costs, payable by Interprovincial, to several parties to the hearing[2].

Cochin Pipe Lines Ltd./Dome Petroleum Limited

In October and November, the Board held a public hearing to address the matter of the availability of propane terminal and storage facilities in Windsor, Ontario. Some users of the pipeline operated by Cochin Pipe Lines Ltd. had concerns about access to the storage facilities operated by Dome Petroleum Limited.

The Board plans to release the report on this hearing early in 1986.

1. On 30 January 1986, the Board was informed by Canada LNG Corp. that the project will be abandoned.

2 Refer also to *Awarding of Costs* under *Legal Actions*.

Polar Gas - Certificate

Polar Gas Limited filed an application in June 1984 for a certificate authorizing the construction of a 2 145-kilometre pipeline from the Mackenzie Delta to Edson, Alberta. The pipeline would transport 22.6 million cubic metres of natural gas per day to markets in the United States.

The application as filed was incomplete. The Board is awaiting further information from the project sponsors.

Facilities to Move Alberta Gas to the U.S. Northeast

In 1985, the Board received competing applications from TransCanada PipeLines Limited and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. for approval to construct pipeline facilities to transport Alberta natural gas to the northeast United States market area. Volumes of natural gas had been authorized for export to this market following the Gas Export Omnibus Hearing of 1982.

In addition, Midcontinental Transportation System has applied to American regulatory authorities for approval of pipeline facilities in the United States to serve the same market.

Subsequently, the proponents of the American facilities associated with the Foothills project decided to withdraw from the project.

Interprovincial Pipe Line Limited - Expansion Application

In May 1985, the Board held a public hearing in Hull, Quebec on an application by Interprovincial for approval to upgrade its crude oil system between Edmonton, Alberta, and Gretna, Manitoba, to meet a projected higher throughput demand.

The Board approved the application later in May. In August, the Board released its Reasons for Decision in the matter.

In November, Interprovincial filed another application, this time for approval to upgrade lines 1 and 3 of its pipeline system between Regina, Saskatchewan, and Gretna, Manitoba to meet projected throughput demand in 1988 and beyond.

The Board plans to hold a public hearing on the application in February 1986 in Ottawa.

Gas Exports

1985/86 Gas Export Omnibus Hearing

In November in Calgary and the following month in Ottawa, the Board held Phase I of the 1985/86 Gas Export Omnibus Hearing. Phase I was concerned with the procedures the Board uses to determine the surplus of natural gas in Canada available for export.

The Board expects to release its Reasons for Decision on Phase I in the first half of 1986.

The Board has not yet decided on the content, format, and timing of subsequent phases.

Northridge Petroleum Marketing, Inc. - Short-Term Gas Export

Following a public hearing in Ottawa in March, the Board approved an application by Northridge Petroleum Marketing Inc. to export natural gas to Southeastern Michigan Gas Co. of Port Huron, Michigan.

The Board issued an order to Northridge authorizing the export for a one-year period.

Alberta and Southern Gas Company Ltd. - Licence Consolidation

In September 1985, the Board held a public hearing in Calgary on an application by Alberta and Southern Gas Company Ltd. (A&S) to consolidate A&S' seven existing licences.

The Board closed the matter in November, after A&S withdrew the application.

Gas Licence Extensions Hearing

Following a public hearing in September, the Board in October 1985 issued its decision approving applications by TransCanada PipeLines Limited, KannGaz Producers Ltd., Pan-Alberta Gas Ltd., and ProGas Ltd. for various extensions in the terms of nine gas export licences, issued following the 1982 Gas Export Omnibus Hearing. Changes in export points, sought by some of the applicants, were denied by the Board.

The Board plans to issue its Reasons for Decision early in 1986.

Venture Gas Project - Gas Export

In July 1985, the sponsors of the Venture Gas Project, Mobil Oil Canada Ltd., Petro-Canada Inc., Texaco Canada Resources Ltd., and Nova Scotia Resources (Ventures) Limited, submitted applications for licences to export natural gas from the Sable Island area to the northeastern United States.

After considering the views of interested parties, the Board decided in August to conduct the hearing of these applications separately from the 1985/86 Gas Export Omnibus Hearing described earlier.

The Venture Gas Project applications, as filed, are not complete. The Board is awaiting further information, including that

on reserves and markets, from the applicants before proceeding to hear the applications.

Inquiries

Interprovincial Pipe Line Limited - Pipeline Space

In April 1985, Interprovincial Pipe Line Limited's system was in a situation where volumes tendered for shipment exceeded pipeline capacity. The Board decided to examine the appropriateness of its existing procedures for apportioning space on the Interprovincial line.

Following a public inquiry held in Ottawa in the spring, the Board issued its Reasons for Decision setting the new allocation procedures that Interprovincial must use when the volumes of oil tendered to it for shipment exceed pipeline capacity. The new system became effective in September 1985.

Northern Canada Power Commission

At the request of the Minister of Indian and Northern Affairs, the Minister of Energy, Mines and Resources requested the National Energy Board to inquire into and report on Northern Canada Power Commission's rate base, revenue requirements, and design of electrical rates for each zone in the Territories.

The five-member Board Panel, which included a temporary member from the Yukon and another from the Northwest Territories, conducted the inquiry in Whitehorse and Yellowknife during February and March.

The Board's report was submitted to the Minister of Energy, Mines and Resources and the Minister of Indian and Northern Affairs in June and was released in August 1985.

Interprovincial Pipe Line Limited - Inquiry into Accident near Strome, Alberta

In February, 1985, an accident on Interprovincial's pipeline system near Strome, Alberta resulted in the death of two employees and injuries to three others as a result of the ignition of natural gas liquids leaking from the pipeline.

The Board's inquiry was held in Edmonton, Alberta, in March and was adjourned until October to permit the injured to participate. The Board will release its report early in 1986.

TransCanada PipeLines Limited - Inquiry into Accident in Oshawa, Ontario

In October 1985, an explosion caused by an accidental rupture of TransCanada's natural gas pipeline in Oshawa, Ontario resulted in one fatality and three injuries. The deceased and injured were members of a work crew performing drain tile installation near the pipeline.

The Board's inquiry is expected to be held in early 1986.

Other Hearings

Shell Canada Limited

In October 1984, the Board held a public hearing on an application by Shell Canada Limited for orders that would require Air Canada, Nordair Ltd., Québecair and Pacific Western Airlines to pay Shell Canada the requisite minimum, just and reasonable price for aviation turbine fuel consumed by them between February 1982 and April 1983.

The Board dismissed the application, releasing its Reasons for Decision in January 1985.

Other Board Activities

During 1985, the Board carried out a wide variety of regulatory activities that did not require public hearings, relating to energy exports and pipeline construction, conducted or encouraged studies on energy-related matters, including negative salvage value and odour emissions, and held several information sessions on the Board's regulatory process.

Oil

Policy and Procedure Changes Under the Western Accord

In March, the federal government and the energy-producing provinces of Alberta, Saskatchewan and British Columbia signed a comprehensive energy agreement entitled the *Western Accord*. Key elements of this agreement were the elimination of administered prices for crude oil, effective 1 June 1985, as well as the elimination of restrictive controls on the exportation of crude oil and petroleum products, and on the importation of heavy fuel oil.

The charges levied on exports of crude oil and petroleum products produced after 31 May 1985 also ended. Licences covering short-term exports of oil subject to Board authorization were replaced by orders of the Board, issued to registered exporters. These orders authorize the export of heavy crude oil for periods not exceeding two years and of light crudes and petroleum products for periods not exceeding one year, without specifying volumes or prices. In 1985, the Board issued orders to some 80 companies for the exportation of light and heavy crude oil and petroleum products, and is monitoring actual export quantities.

Under the *Western Accord*, authorization is also no longer required for the export of oil which is subsequently re-imported.

The Board continues to provide monthly advice on oil supply and demand matters to the industry and federal and provincial officials. The Board continues to monitor oil prices and volume flows in order to be in a position to advise the government. Pursuant to the *Western Accord*, the Board has the responsibility to report to the Minister of Energy, Mines and Resources each month on such matters.

The program which provides for the equal sharing of revenue from export charges on crude oil between the federal government and the producing provinces was officially terminated on 1 June. However, some adjustments required Board attention into the fall of 1985. During the lifetime of this program, from November 1980 to June 1985, approximately $1 216 million in revenues were distributed among the producing provinces. In 1985, about $229 million in revenues were distributed.

The oil appendices at the back of this report list orders issued by the Board in 1985 for exports and exchanges of crude oil and exports of petroleum products, and charges for the export of crude oil and petroleum products.

Natural Gas

Policy and Procedure Changes for Natural Gas Exports

The 31 October 1985 *Agreement on Natural Gas Markets and Prices* embodied changes in the natural gas export pricing policy affecting both short-term orders and long-term export licences. These changes are designed to make Canadian gas more competitive in American markets and to further the policy of negotiated gas export prices which came into effect on 1 November 1984.

The new market-oriented policy allows a more flexible approach to Canadian participation in the American spot market, subject to the requirement that the price of exported gas must not be less than the price charged to Canadians for the same type of service in the area or zone adjacent to the export point. The new policy no longer requires that sales be truly incremental and not displace other Canadian sales. Other criteria applicable to long-term export sales, such as producer endorsement, provisions for adjusting export prices to reflect changing market conditions, and reasonable assurances by exporters that the volume contracted will be taken, are still in effect.

The amended policy now allows the Board to issue short-term orders for periods of up to two years, for either firm or interruptible exports, with no volume restrictions. Currently, if an application is complete in all respects, the Board issues short-term orders within three days.

In cases that involve changes to the terms and conditions of export sales under an existing long-term licence, the Board seeks comments from interested parties, where it is deemed appropriate. If the circumstances warrant, the Board may also conduct a public hearing regarding the application. When a public hearing is not considered necessary, the Board will complete its review on the basis of the information before it.

For the small volume of exports under the Volume Related Incentive Pricing Program (VRIP) during the 1985-86 licence year, the base price is $U.S. 4.10 per gigajoule ($U.S. 4.40 per MMBtu), and the incentive price is $U.S. 3.17 per gigajoule ($U.S. 3.40 per MMBtu). The threshold level will be the lesser of 50 percent of the authorized annual licence quantity or the 1981-82 actual sales.

Propane and Butanes

In 1985, the Board continued to authorize exports of propane and butanes. However, during the year, two important changes to export procedures were introduced:

- Effective 1 April 1985, volume restrictions on short-term export orders for propane were removed. A similar relaxation of export control for butanes was implemented in 1983.
- Effective 6 June 1985, the Board ceased to set minimum export prices for propane and butanes exported from Canada.

Despite these alterations to the export control program, the Board continues to monitor supply, demand, export quantities and export prices of propane and butanes to ensure that supplies continue to meet domestic requirements.

Ethane and Ethylene

For purposes of export regulation, ethane is subject to the same criteria as natural gas; however, the Board decided to remove all export controls on ethylene effective 1 April 1985. No licences or orders were issued for the export of ethane or ethylene during 1985.

The gas appendices at the back of this report list the orders issued by the Board in 1985 for the exports and imports of gas, gas liquids, and ethylene, and outstanding licences for the export of natural gas and natural gas liquids.

Electricity

During 1985, the Board continued to play a strong advisory role, consulting with and contributing to the operations of industry agencies and other government departments on electric power matters. Among other achievements, the Board made available to the electric utility industry a computer program to calculate the economic benefits of economy energy interchanges between two power systems.

Board staff keep abreast of developments in electricity as Canadian observers to the North American Electric Reliability Council, a voluntary organization of electric power utilities that supply virtually all the electric power to the United States and Canada. In addition, staff continued to participate in the activities of the Canadian Electrical Association, the Canadian Standards Association and other technical societies.

The electricity appendices at the back of this report list a new certificate and new licences and orders to export power and energy and exports of electric energy under each licence and order. Total electricity trade for the period 1981-1985 is shown in the Energy Overview Appendix.

Pipeline Activities

The Board regulates a total of 39 gas, oil, and products pipeline companies. These pipeline systems are shown on Figures 9 and 10.

All new pipeline facilities must be authorized by the Board prior to their construction. The gas and oil appendices at the back of this report list the orders and certificates issued in this regard in 1985.

The Board is also responsible for monitoring the construction and operation of pipeline facilities to ensure compliance with the Board's safety and environmental regulations and any specific conditions of the approving order or certificate. In addition, the Board reviews construction and operation costs to ensure that the tollpayer receives cost-effective service.

Board staff keep abreast of developments in electricity as Canadian observers to the North American Electric Reliability Council.

Completion of the Norman Wells Pipeline highlighted pipeline activity in 1985. From January to March, Interprovincial Pipe Line (NW) Limited constructed the final 282 kilometres of the 869-kilometre pipeline system. The system, which transports crude oil from the Northwest Territories to Northern Alberta at a capacity of 5 000 cubic metres per day, commenced operation in April. Throughout construction, the Board conducted inspections to ensure compliance with approved technical and environmental designs. The Board continues to monitor system operation and right-of-way restoration.

Approvals

Interprovincial Pipe Line Limited launched an expansion program aimed at increasing the capacity and flexibility of its system in western Canada. New facilities constructed to date include modifications to existing pump stations and a 14.5-kilometre pipeline replacement near Camrose, Alberta.

Westcoast Transmission Company Limited received approval to replace a total of 40 kilometres of pipe in 19 locations. These replacements were required to upgrade the pipeline in areas of increased population density.

TransCanada PipeLines Limited was given approval to abandon 25 kilometres of loop line in the area of Brampton, Ontario. This line was unnecessary from an operational standpoint and involved maintenance costs.

The Board approved an application by Cochin Pipe Lines Ltd. for temporary facilities to allow a test batch of natural gas liquids to be shipped through its pipeline. Successful results have led Cochin to propose the regular shipping of natural gas liquids to eastern Canada.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. received approval for system modifications to allow refined products to be shipped from Edmonton, Alberta to Kamloops, British Columbia.

The Board also approved new gas delivery facilities in a total of nine locations for TransCanada PipeLines Limited, Alberta Natural Gas Company Ltd., Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. and Westcoast Transmission Company Limited. In addition, the Board approved various other

Figure 9

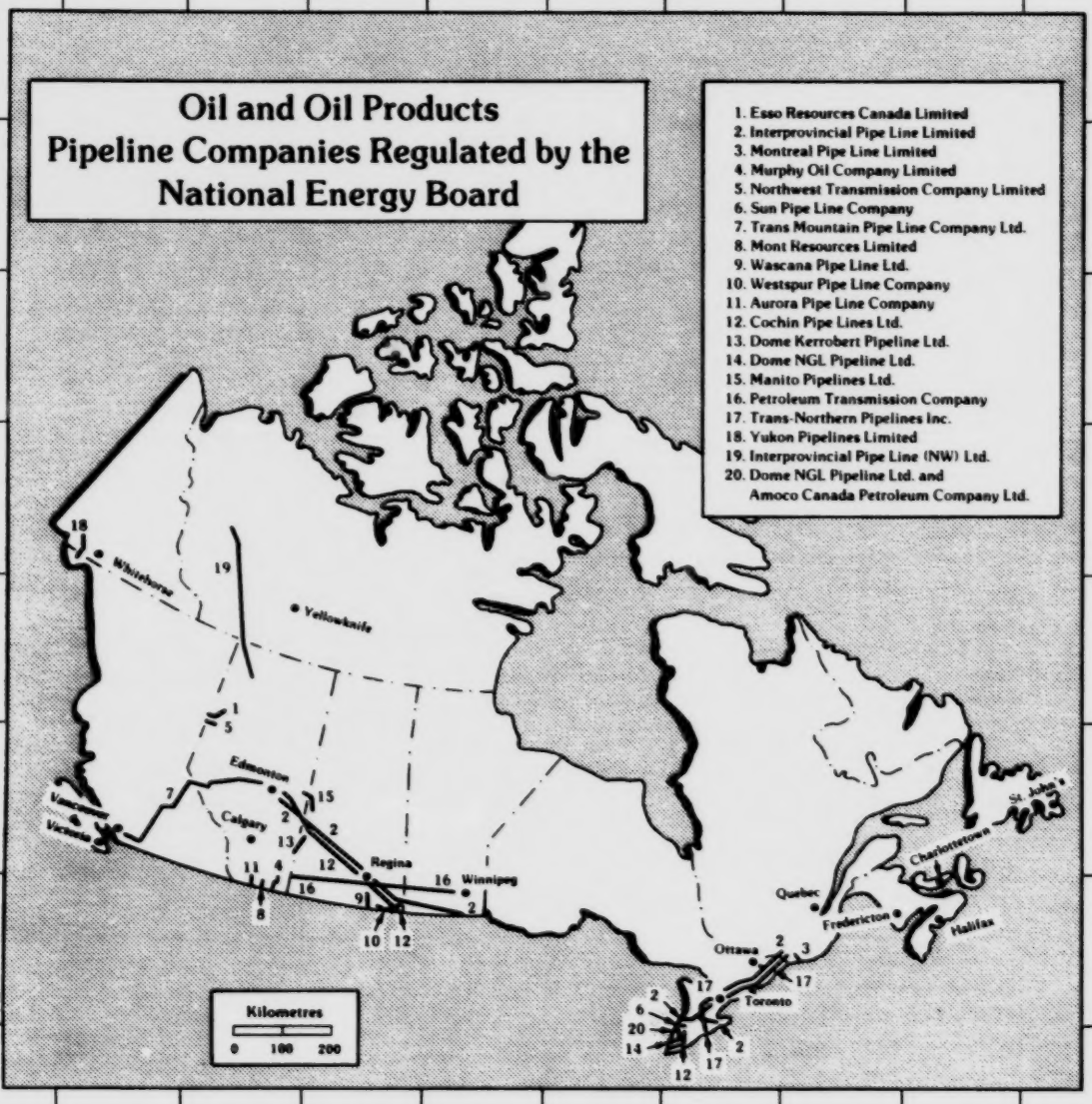
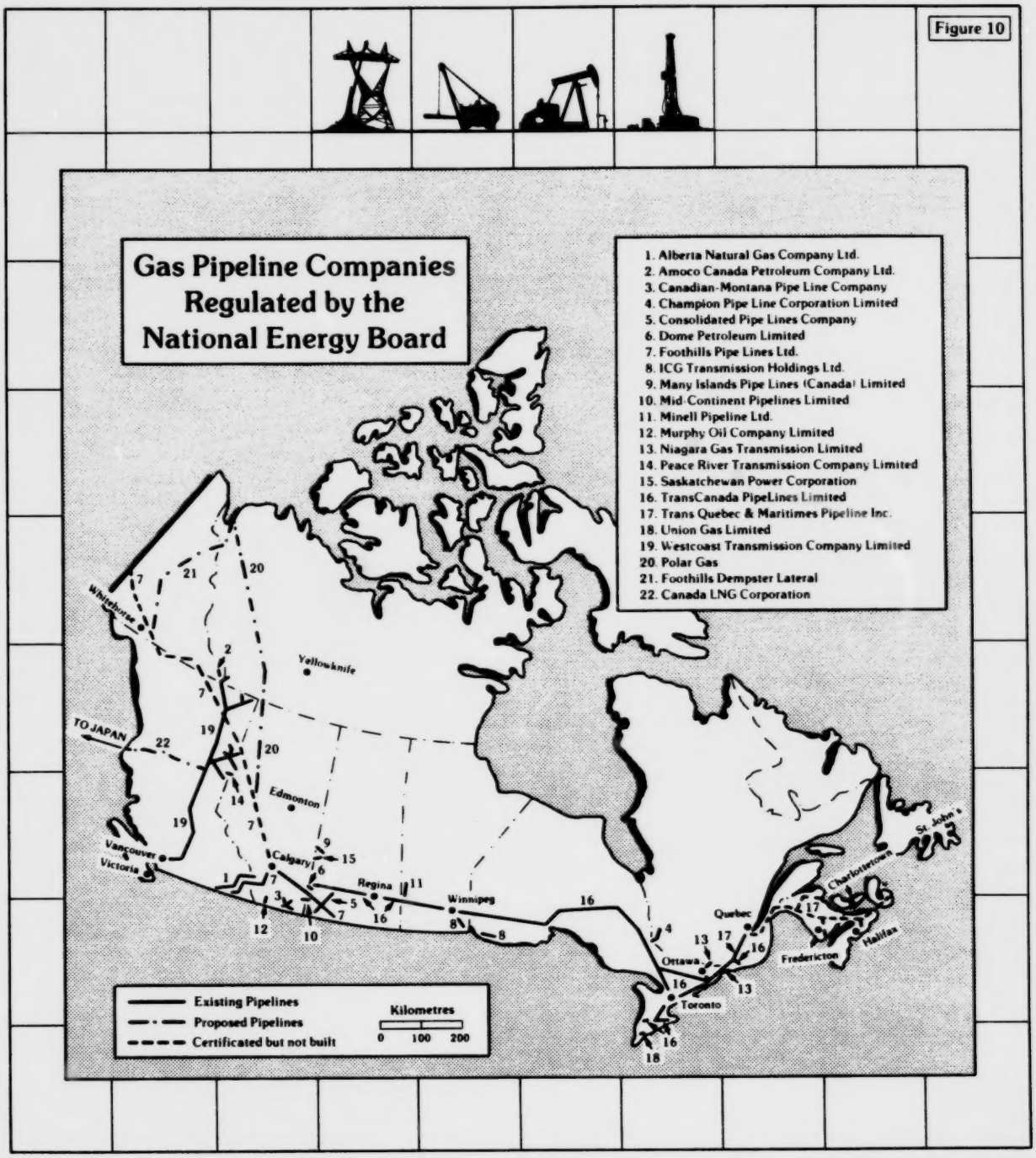

Oil and Oil Products
Pipeline Companies Regulated by the
National Energy Board
1. Esso Resources Canada Limited
2. Interprovincial Pipe Line Limited
3. Montreal Pipe Line Limited
4. Murphy Oil Company Limited
5. Northwest Transmission Company Limited
6. Sun Pipe Line Company
7. Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
8. Mont Resources Limited
9. Wascana Pipe Line Ltd.
10. Westspur Pipe Line Company
11. Aurora Pipe Line Company
12. Cochin Pipe Lines Ltd.
13. Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
14. Dome NGL Pipeline Ltd.
15. Manito Pipelines Ltd.
16. Petroleum Transmission Company
17. Trans-Northern Pipelines Inc.
18. Yukon Pipelines Limited
19. Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.
20. Dome NGL Pipeline Ltd. and
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
Whitehorse
Yellowknife
Edmonton
Calgary
Regina
Winnipeg
Ottawa
Toronto
Quebec
Fredericton
Charlottetown
Halifax
St. John's
Kilometres
0 100 200

Figure 10


Gas Pipeline Companies Regulated by the National Energy Board
1. Alberta Natural Gas Company Ltd.
2. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
3. Canadian-Montana Pipe Line Company
4. Champion Pipe Line Corporation Limited
5. Consolidated Pipe Lines Company
6. Dome Petroleum Limited
7. Foothills Pipe Lines Ltd.
8. ICG Transmission Holdings Ltd.
9. Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
10. Mid-Continent Pipelines Limited
11. Minell Pipeline Ltd.
12. Murphy Oil Company Limited
13. Niagara Gas Transmission Limited
14. Peace River Transmission Company Limited
15. Saskatchewan Power Corporation
16. TransCanada PipeLines Limited
17. Trans Quebec & Maritimes Pipeline Inc.
18. Union Gas Limited
19. Westcoast Transmission Company Limited
20. Polar Gas
21. Foothills Dempster Lateral
22. Canada LNG Corporation
Whitehorse
Yellowknife
TO JAPAN
Edmonton
Vancouver
Victoria
Calgary
Regina
Winnipeg
Ottawa
Toronto
Quebec
Fredericton
Charlottetown
Halifax
St. John's
Existing Pipelines
Proposed Pipelines
Certificated but not built
Kilometres
0 100 200

applications dealing with pipeline replacements and modifications to existing pipeline facilities.

Research

The Board released a paper entitled "Background Paper on Negative Salvage Value" that addresses the environmental, engineering and financial factors that must be considered before a pipeline is removed or abandoned. The paper is intended to stimulate discussion on this topic in the pipeline industry.

Pipeline Incidents

The Board requires detailed reports of all incidents involving personal injury or fatality, pipeline malfunction such as a leak, break, fire, or explosion, or any other event which results in a loss of service of a pipeline under its jurisdiction. The Board conducts public inquiries, as appropriate, to ascertain the cause of the incident and, when necessary, to establish specific measures to prevent a recurrence of that type of incident. These reports and inquiries are considered when revising pipeline safety and operational standards and regulatory requirements.

When a pipeline is damaged, the Board ensures that steps are taken to contain spills of hydrocarbons, to provide protection to the public and to property, and to repair the damaged pipeline and return it to service as quickly as possible. The Board continues its surveillance of the site to ensure the effectiveness of the company's environmental rehabilitation program. During 1985, the Board conducted various field inspections at pipeline incident locations to monitor the implementation of established emergency, safety, and environmental protection procedures.

Table 5 shows the causes of pipeline incidents for the period 1981-85. A total of 31 incidents occurred in 1985, or approximately one incident for every 1 000 kilometres of pipeline under the Board's jurisdiction.

Routine Inspection

Throughout the summer of 1985, the Board continued its routine inspection program directed at the operational, maintenance, and safety practices of pipeline companies.

These inspections enable the Board to continually assess the overall state of repair and operating conditions of each company's pipeline system and to maintain records of pipeline companies' adherence to the standards set in the Board's oil and gas pipeline regulations.

Table 5

Causes of Pipeline Incidents 1981-1985

	1981	1982	1983	1984	1985
Defective Welds	1	3	6	4	5
Material Failures	3	1	2	10	4
Third Party Damage	5	8	4	5	6
Corrosion	17	8	7	6	5
Miscellaneous	5	11	14	9	11
Total	**31**	**31**	**33**	**34**	**31**

Utility Crossing and Infringements

All utility construction affecting pipelines regulated by the Board require its approval. Proposed activities must meet the standards ensuring safe construction practice.

In 1985, 749 applications relating to crossings or infringements were approved by the Board.

Environmental Matters

Environmental Protection

The construction and operation of pipelines and power lines can have a wide range of environmental effects. Consequently, the Board carefully audits that the environment is properly protected during all phases of project development and operation.

In 1985, the Board carried out environmental inspection during the construction of the Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. Norman Wells pipeline and Hydro-Québec's ±450-kilovolt direct current international power line from its Des Cantons substation to the American border. During the summer of 1985, the Board also inspected the post-construction condition of the Norman Wells pipeline.

For major projects, the Board requires companies to submit post-construction environmental reports documenting the recovery of the right-of-way following construction. Monitoring reports reviewed in 1985 included those submitted by Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. and Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.

In 1985, several field inspections were conducted at various locations to monitor the condition and recovery of right-of-ways following construction.

Besides regulating pipelines and international power lines, the Board monitors the operation of associated facilities such as gas plants and oil-loading terminals for compliance with environmental requirements. In 1985, the Board encouraged a study of equipment and procedures necessary to eliminate odour emissions during crude oil tanker loadings at Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.'s Westridge Oil Terminal on Burrard Inlet in Burnaby, British Columbia.

During the year, the Board developed an Environmental Issue List concept, which is designed to help companies address environmental concerns.

Other Environmental Activities

The Board's non-regulatory environmental activities included the preparation of a paper entitled "Pipeline Construction: Prevention of Impacts to Agricultural Lands", which was published in the journal of the International Right-of-Way Association. The Board also participated in a series of interdepartmental meetings to discuss the Department of Fisheries and Oceans' proposed Fish Habitat Management Policy.

An "Environmental Surveillance Manual" was produced and is intended as a guide for the Board's environmental inspectors during field inspection of facility construction.

During 1985, the Board held several information sessions to guide provincial government agencies on effective participation in the Board's regulatory process. To maintain an awareness of current environmental issues and developments, environmental staff also attended conferences and workshops on a wide range of key topics.

Financial Regulatory Matters

During 1985, a number of major public hearings were held to determine just and reasonable tolls for pipelines as well as to determine rate regulation methodologies. Details of these hearings were provided earlier in this chapter.

In addition, the Board continued to monitor the financial results and accounting practices of the 39 oil and gas pipeline companies under its jurisdiction. This is accomplished through the analysis of regular surveillance reports submitted by the companies to the Board and by ongoing field examinations. In order to decrease the regulatory burden on pipeline operators, guidelines were issued during the year to significantly reduce filing requirements for the 29 smaller pipeline companies. These companies are now regulated on a "complaint" basis. The remaining ten major operators continue to be subject to the full regulatory reporting requirements. Figures 11 and 12 reflect the key 1985 financial statistics for the major pipelines.

In response to the *Agreement on Natural Gas Markets and Prices*, the Board is examining the establishment of transportation tolls and tariffs to enable gas producers to make direct sales to the end-users in order to allow freer access to domestic and export markets for natural gas.

During 1985, the Board authorized the establishment of temporary tolls for interruptible transportation service on the Westcoast Transmission system effective 1 August 1985. These tolls were established to enable direct sales to take place and will be reviewed in Westcoast's 1986 toll hearing.

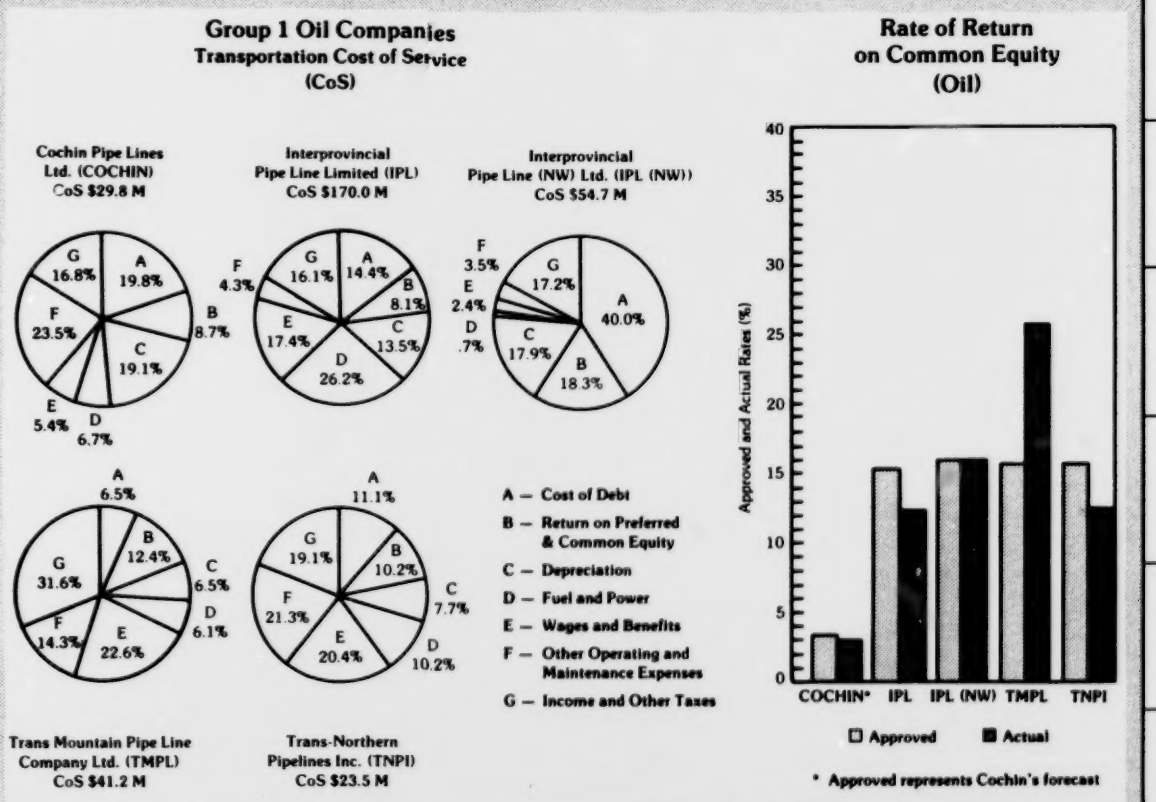
In 1985, the Board accepted two tariffs filed by Cochin Pipe Lines Ltd. offering special discounted summer rates. The reduced rates were for the shipment of propane and ethylene to southern Ontario and to the midwestern United States.

Following the Board's decision to make pipeline compliance audit reports available to the public, 11 such audit reports were completed by Board staff and are now available.

Under the provisions of the Energy Administration Act and regulations, the Board is responsible for the audit of licensed crude oil and bulk petroleum product export charges. This program was terminated effective 1 June 1985, but the Board is responsible for auditing all exports up to that date. During 1985, charges collected from these exports totalled $534 million.

Under the Transportation Fuel Compensation Recovery (TFCR) Charge program, the Board was delegated responsibility for collecting export charges applied to aviation and marine fuels consumed in international transportation. Although this program has since ended, the Board has continued, on behalf of the federal government, to complete the processing of refunds to air carriers and the verification of levies on marine suppliers and operators. During 1985, the Board ordered refunds totalling $2.7 million to the parties affected.

Figure 11



Legal Actions

The New Brunswick Electric Power Commission

In March 1985, the New Brunswick Electric Power Commission (N.B. Power) filed with the Federal Court of Appeal:

- an application under subsection 18(1) of the National Energy Board Act for leave to appeal the Board's 20 February 1985 decision concerning Maritime Electric Company Limited (MECL) and N.B. Power; and
- an application pursuant to section 50 of the Federal Court Act for a stay of the Board's decision and Order No. MO-9-84 in respect of the MECL/N.B. Power matter.

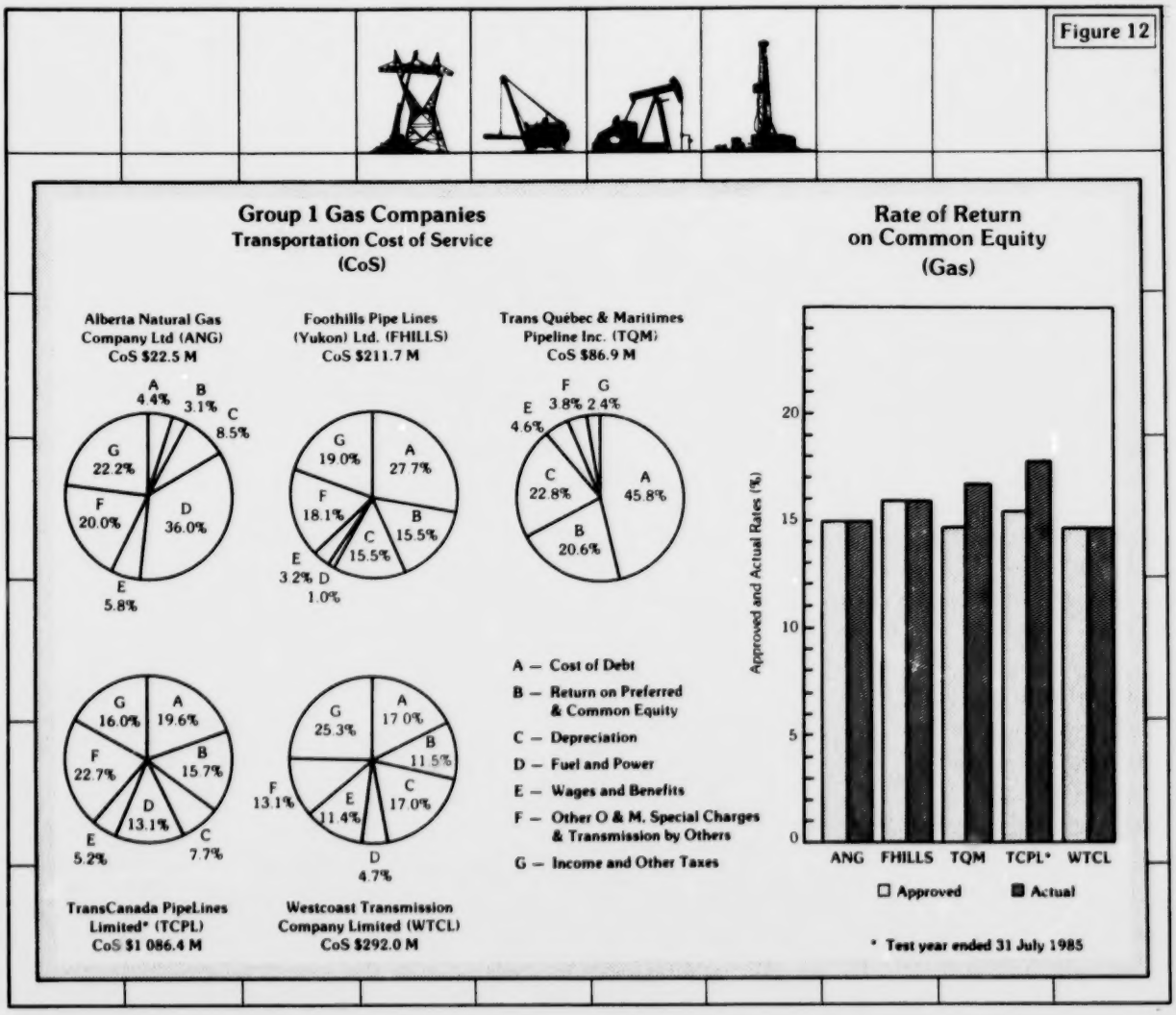
The applications were argued before the Court on 17 and 18 April and leave to appeal was granted. The Court, in a decision dated 3 June 1985, denied the application for a stay of the Board's decision and order. The appeal was argued before the Federal Court of Appeal in July 1985 and was dismissed in a decision dated 6 August 1985.

On 3 October 1985, N.B. Power filed with the Supreme Court of Canada an application for leave to appeal the judgment of the Federal Court of Appeal. On 21 November 1985 the application was dismissed with costs.

Awarding of Costs

During a hearing that reviewed the Board's decision to permit Interprovincial Pipe Line Limited to locate propane terminal facilities in the Flamborough, Ontario area, several parties asked that the Board make an award of costs, payable by Interprovincial, in their favor. By

Figure 12



letter dated 17 October 1985, the Board referred the question of the Board's jurisdiction to award costs in this hearing to the Federal Court of Appeal. It is expected that the matter will be argued before the Federal Court of Appeal in April 1986.

Canadian Pacific Airlines Limited and Wardair Canada (1977) Ltd.

Actions brought by Canadian Pacific Airlines Limited and Wardair Canada (1977) Ltd. in the Federal Court, Trial Division, against the Attorney General of Canada and the Board remained essentially dormant. The airlines are seeking declarations regarding the validity under the National Energy Board Act of the export licensing and prescription of minimum export prices for jet fuel consumed by those airlines on international flights from May 1981 to April 1983.

Collection of Export Charges and Unlicensed Exporters

As part of its duty under the Energy Administration Act to administer the collection of charges on oil exported from Canada, the Board assists the Department of Justice in legal actions to collect unpaid export charges. Judgment was obtained in one such action in June 1985. During the year, enforcement procedures were undertaken on this judgment and on a similar judgment rendered late in 1984.

In penal matters, a conviction for the export of oil without a licence under the National Energy Board Act, obtained by the Board in late 1984, was appealed by the accused in January 1985. In October 1985, the appeal was dismissed as abandoned.

Legislation and Regulations

The following section outlines changes that were made during 1985 to the Acts, Regulations, or Rules under which the Board operates. The Board's quarterly Regulatory Agenda provides more detailed information on this subject.

Amendments to the National Energy Board Act Regulations

National Energy Board Part VI Regulations

These regulations, which relate to the export and import of oil, gas, and electricity, were amended several times during the year, mainly as a result of the extensive activity in the deregulation of energy. Amendments, completed or in various stages of preparation, include the following:

- Amendment to section 6 concerning the information required in support of an application for a licence to export electricity. Comments by interested parties have been received and are under review.
- Amendment to section 8 to include the government's recent decision to deregulate short-term exports of natural gas by providing for two-year orders with no volume restrictions. The amendment was approved by Governor in Council in November 1985.
- Amendment to section 10 and sections 24 through 32 of the Regulations, with the exception of section 31, to effect the deregulation of short-term oil exports according to the provisions of the *Western Accord*. These sections set out the conditions under which the Board may authorize the short-term export of oil and petroleum products, and related details. The amendment was approved by Governor in Council in April 1985.
- Amendment to sub-section 18(1)(c) to permit holders of electrical orders authorizing exports of 1 000 kilowatts or less to file export reports less frequently than monthly but at least annually. The amendment was approved by Governor in Council in March 1985.
- Amendment to section 20 to remove export controls on ethylene. The amendment was approved by Governor in Council in May 1985.
- Amendment to sections 24, 26 and 27 to require the Board to specifically approve by order certain marine exports from the west coast of Canada of crude oil containing more than 0.9 percent sulphur. Marine exports from the west coast for subsequent import into Canada are also covered. The amendment also permits the Board to condition the order to provide that the exporter require the company loading the oil to use its best efforts to minimize the emission of odours. The amendment was approved by Governor in Council in December 1985.

Gas Export Prices Regulations

In April 1983, the Governor in Council implemented the Gas Export Prices Regulations to prescribe the price of natural gas exported under the authority of the Part VI Regulations.

Throughout 1985, there were amendments to the provisions of the Regulations relating to the Volume Related Incentive Pricing Program, including the extension of the program to 31 October 1986. Under this scheme, introduced in July 1983, exporters were allowed to sell quantities of natural gas in excess of an established base level at an incentive price.

Other amendments to these Regulations were made throughout

the year up to 1 November, when short-term exports of gas were deregulated. These amendments prescribe the prices of gas exports negotiated by individual companies.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. Special Charge Accounting Regulations

In June 1984, the Board distributed for comment to Foothills (Yukon) and interested parties draft Special Charge Accounting Regulations designed to permit refunding of the Special Charge to shippers on the prebuild system (Phase I) when the mainline (Phase II) is completed. On the basis of comments received from Foothills (Yukon) and interested parties, the Board decided in October 1985 to defer consideration of the regulations until a future Foothills (Yukon) tolls hearing.

Pipelines Companies Records Preservation Regulations

Amendments were made to the Pipelines Companies Records Preservation Regulations to require pipeline companies to retain certain records such as vouchers and invoices until a six-year period has elapsed. Formerly, this was permitted one year after leave to abandon the operation of a pipeline had been granted by the Board. The amendments were approved by the Governor in Council in September 1985.

Amendments made pursuant to the Energy Administration Act

The Board is responsible for administering the provisions of Parts I, I.1 and III of the Energy Administration Act. The following provisions were amended during 1985.

Energy Administration Act Part I Regulations

Three amendments were made modifying the provisions governing the procedures for making payments of 50 percent of the revenues from crude oil export charges to producing provinces. The amendments were approved by Governor in Council in February, June and September 1985.

Natural Gas Prices Regulations and Special Pricing Orders

During 1985, a number of amendments were made to the Natural Gas Prices Regulations, 1981 to prescribe prices at which companies sell Alberta gas outside Alberta for consumption in the domestic or export market. In addition, the Board amended several orders under section 53 of the Act to approve the prices at which gas is purchased within Alberta and British Columbia for consumption outside those provinces.

Submission to U.S. Federal Energy Regulatory Commission - (FERC Order 380)

In June, the Board received from the Federal Energy Regulatory Commission a Notice of Proposed Rulemaking (Order No. 380), which proposed comprehensive changes to the Commission's regulations governing the transportation of natural gas by interstate pipelines. In a submission to the Commission in July, the Board expressed concern about a number of proposals which the Board felt might discriminate against Canadian gas. The Board was particularly concerned about the impact on Canadian exports of gas of Part D of the Commission's proposal, which relates to the pricing of natural gas by pipelines.

In early October 1985, the Commission issued a Final Rule which adopted many of the original proposals. However, the Commission deferred its decision regarding Part D pending receipt of further comments. In a further submission to the Commission in November 1985, the Board reiterated its concerns about the potential effects of the proposals in Part D on the marketability of Canadian gas in the United States.

Regulatory Reform

During 1985, the Board continued its various initiatives in the area of regulatory reform. The most important of these are described below.

Rules of Practice and Procedure

The Board is in the process of replacing its existing Rules of Practice and Procedure. The Rules explain in general how to make an application to the Board. They also specify the procedures to be followed in connection with a public hearing, including a description of the form and content of documents to be filed with the Board, and the procedures for bringing notices of motion before the Board or applying for a review or re-hearing. The draft Rules were approved by the Board and the Board has asked that all parties start using them. The Rules will now be examined formally by the Department of Justice and published in the Canada Gazette.

In August 1985, the Board issued for comment a revised Part III of the Schedule to the Rules of Practice and Procedure. This document lists the information required with an application for a certificate to

authorize the construction and operation of an international power line. Comments have been received from interested parties and are under review.

A revised Part VI of the Schedule to the Rules of Practice and Procedure, dealing with environmental requirements in applications for pipelines and related facilities, was issued for comment in September 1985. Additional information on this revised part may be found under *Environmental Information Requirements*.

Onshore Pipeline Regulations

The Board completed a comprehensive review aimed at consolidating and improving the Oil Pipeline Regulations and the Gas Pipeline Regulations. In November 1985, the Board issued a draft of the new Onshore Pipeline Regulations for comment by industry and for detailed review by an industry task force. These regulations provide for the safe design, construction and operation of onshore oil and gas pipelines.

Offshore Pipeline Regulations

In late 1984, the Board issued for comment the first draft of new Offshore Pipeline Regulations. These regulations govern the safe design, construction, and operation of offshore pipelines, and employ the CSA preliminary standard, "CSA Z187, Offshore Pipeline Standard", as a technical basis.

In April 1985, interested parties were invited to submit comments on these regulations. Following a meeting with industry representatives, an industry task force was established to review these regulations. Based on the results of this review, a further draft was prepared, which will be submitted in early 1986 for review by the industry task force and other interested parties.

Level of Regulation of Pipelines

The Board conducted a review to determine the appropriate level of detail for regulating major and other pipelines. The review identified a number of areas where regulation of certain pipeline companies under Parts III and IV of the National Energy Board Act could be simplified without jeopardizing the public interest. Proposed guidelines to accomplish this were issued in August 1985. These will significantly reduce the regulatory burden on 29 oil and gas pipeline companies (Group 2 companies). The remaining 10 major pipelines (Group 1 companies) are not affected and continue to be subject to existing regulatory requirements.

Both the Oil Pipeline and the Gas Pipeline Uniform Accounting Regulations will be amended to exempt Group 2 companies from the requirement to keep a standard code of accounts as prescribed in the Regulations. This change is subject to the approval of the Governor in Council.

Comprehensive amendments were made to the NEB Part VI Regulations, mainly as a result of the extensive activity in the deregulation of energy

Environmental Information Requirements

In September 1985, the Board asked interested parties for comments on two draft documents outlining the environmental information required from companies applying to construct pipelines and related facilities.

One document proposed guidelines for applications involving processing and storage facilities, such as gas processing and straddle plants, liquefied natural gas plants, oil storage tanks, and gas products transfer plants. The other documents proposed amendments to Part VI of the Schedule to the Rules of Practice and Procedure. The revised Part VI would concern the environmental requirements in applications for all other pipeline and related facilities.

A revised draft of both documents was sent to an industry task force and provincial governments for further comment in December 1985, and a meeting with the task force is scheduled for January 1986.

Toll Adjustment Procedures

The Board reviewed toll adjustment procedures for the large oil pipelines, viz., Interprovincial Pipe Line Limited, Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., Trans-Northern Pipelines Inc. and Cochin Pipe Lines Ltd. In June 1985, the Board issued revised toll application procedures for the first three companies. The Board is continuing to review the procedures applicable to Cochin.

Construction Cost and Financial Information Regulations

New draft regulations on the information required from companies that construct and

operate a pipeline were issued for comment in August 1985. These Construction Cost and Financial Information Regulations, which apply only to large pipeline companies, would replace the existing Toll Information Regulations, as well as the Board's Memorandum of Guidance of 21 October 1966. Final comments have been received and are under review.

Power Export Information Regulations

The Board issued guidelines in May 1985 on the information required in applications for the export of power by order without a public hearing. Revised guidelines were required following a 1984 amendment to the Part VI Regulations that authorized higher limits on the amount of power and energy that may be exported under an order.

Controls on Liquefied Petroleum Gases (LPG)

In late 1984, the Board solicited the views of the producing and marketing sectors of the LPG industry and other interested parties on whether propane should be decontrolled in the same manner as were butanes in October 1983.

The survey was initiated following strong indications from the industry that it was time to review the need for continued controls on the export of propane.

In January, the Board decided that, effective 1 April 1985, volume restrictions on short-term authorizations of exports of propane by order should be removed. However, exporters still require an authorization from the Board and must meet the minimum export price determined by the Board.

At the same time, the Board decided to remove all export controls for ethylene. (See *National Energy Board Part VI Regulations*.)

Appendices

List of Appendices

Energy Overview

1. Canadian Consumption of Primary Energy 42
2. Crude Oil and Equivalent Hydrocarbons Production, Imports, Exports, and Domestic Demand 42
3. Natural Gas Deliveries 43
4. Electricity Generation, Imports, Exports, and Domestic Demand 43

Gas

1. Orders Issued During 1985 Approving New Gas Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length 44
2. Orders Issued During 1985 Approving Modifications and Additions to Existing Gas Pipeline Facilities 45
3. Licences and Long-Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1985 47
4. Licences and Long-Term Orders to Export Propane, Butanes, Ethane, and Ethylene as at 31 December 1985 52
5. Licences and Long-Term Orders to Import Natural Gas as at 31 December 1985 55
6. Licences and Long-Term Orders to Import Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1985 56
7. Exports of Natural Gas 58
8. Imports of Natural Gas 60
9. Exports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licence and Orders 61
10. Imports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licence and Orders 63
11. Total Net Exports of Propane and Butanes 65

Oil

1. Certificate Issued During 1985 Approving New Oil Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Exceeding 40 Kilometres in Length 66
2. Orders Issued During 1985 Approving New Oil Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length 66
3. Orders Issued During 1985 Approving Modifications and Additions to Existing Oil Pipeline Facilities 67
4. Exports of Canadian Crude and Equivalent - January to December 1984 and January to May 1985 68

5. Export Charges in 1985 for Crude Oil 69
6. Export Charges in 1985 for Refined Petroleum Products..... 70
7. Exports of Petroleum Products and Imports of Heavy Fuel Oil 71
8. Exchanges of Crude Oil and Equivalent with the United States via Mid-Continent Pipeline Systems - January to May 1985 72

Electricity

1. Certificate Issued During 1985 Approving an International Power Line 73
2. Order Issued During 1985 Relating to International Power Lines ... 73
3. Licences Issued During 1985 to Export Electric Power and Energy.. 73
4. Orders Issued During 1985 Relating to Export of Electric Power and Energy 74
5. Exports of Electric Energy 75

Energy Overview

1. Canadian Consumption of Primary Energy[a] (Petajoules)

	1981	1982	1983	1984	1985(e)
Petroleum[b]	3785.0	3381.2	3160.1	3160.6	3120.9
Natural Gas[c]	1772.9	1798.8	1847.7	2003.7	2116.1
Hydro Electricity[d]	950.9	935.2	947.1	1020.5	1080.0
Nuclear Electricity[d]	147.2	143.3	177.6	189.5	216.0
Coal	947.9	1001.7	1048.0	1167.4	1105.0
Renewable	452.8	470.1	487.1	476.1	503.6
TOTAL FOR CANADA	8056.7	7730.3	7667.6	8017.8	8141.6

a — Includes non-energy use, own use, and conversions and includes fuel for electricity export.
b — Includes LPGs.
c — Excludes reprocessing shrinkage and includes ethane.
d — Converted using a factor of 3.6 petajoules per terawatt hour which is the energy content of electricity output.

If the electricity were converted to energy units, assuming that the amount of primary energy associated with hydro and nuclear electricity is the amount of energy contained in fossil fuels required to generate equivalent electricity, then a factor of 10.5 petajoules per terawatt hour would be used and the result would be:

	1981	1982	1983	1984	1985(e)
Hydro and Nuclear Electricity	3206.3	3149.1	3284.1	3533.2	3780.0

(e) Estimate.

Energy Overview

2. Crude Oil and Equivalent Hydrocarbons Production, Imports, Exports, and Domestic Demand (Thousands of Cubic Metres per Day)

	1981	1982	1983	1984	1985(e)
Canadian Production	220.1	217.7	230.1	243.5	250.6
Imports[a]	71.4	43.8	34.6	34.2	39.5
Total Supply	291.5	261.5	264.7	277.7	290.1
Domestic Demand[b]	275.0	246.7	229.8	229.2	226.9
Exports[a]	15.8	24.8	42.8	49.8	75.3

a — Excludes exchanges between Canada and the United States.
b — Includes own consumption and domestic demand for refinery LPG. The difference between Total Supply and Total Demand is stock changes.
(e) Estimate.

Energy Overview

3. Natural Gas Deliveries (Billion Cubic Metres at 101.325 KPa and 15° Celsius)

	1981	1982	1983	1984	1985(e)
Net Sales in Canada[a]	43.1	44.2	44.1	47.7	49.9
Other Canadian Uses[b]	3.4	3.1	1.2	2.1	2.3
Exports	21.6	22.2	20.2	21.4	26.2
Total Deliveries[c]	68.1	69.5	65.4	71.2	78.4

a — Net sales includes other deliveries.
b — Includes pipeline fuel and losses, less imports and inventory changes.
c — Marketable pipeline gas.
(e) Estimate.

Energy Overview

4. Electricity Generation, Imports, Exports, and Domestic Demand (Terawatt Hours)

	1981	1982	1983	1984	1985(e)
Total Generation	380.1	376.8	395.9	424.9	445.0
Imports[a]	.5	.3	.2	.3	.2
Total Supply	380.6	377.1	396.1	425.2	445.2
Domestic Demand	345.9	344.1	359.2	387.6	403.7
Exports[a]	34.7	33.0	36.9	37.6	41.5

a — Excludes exchanges between Canada and the United States.
(e) Estimate.

Gas

1. Orders Issued During 1985 Approving New Gas Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XG-11-85	85-11-14	Byron Creek Sales Tap, together with 0.5 km of 114.3 mm diameter connecting line and gas measuring facility, British Columbia	110 000
Champion Pipe Line Corporation Limited	XG-14-85	85-12-18	Two tapping tee assemblies, Ontario	Not identified
ICG Transmission Holdings Ltd	XG-5-85	85-06-26	Construction of 0.3 kilometre of 323 9 mm diameter pipeline and Block Valve Assembly, Ontario	694 305
ICG Transmission Holdings Ltd	XG-12-85	85-11-27	Upgrading Rainy River City Gate Meter Station, Ontario	50 000
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	XG-9-85	85-08-14	Gas supply tie-in, Saskatchewan	45 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-1-85	85-01-23	Kemptville Sales Tap, Ontario	70 600
TransCanada PipeLines Limited	XG-3-85	85-04-24	Richardson Sales Tap, Saskatchewan	76 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-4-85	85-05-23	Richmond Sales Meter Station, Ontario	725 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-6-85	85-06-12	Val Rita Sales Tap, Ontario	60 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-10-85	85-08-07	Cornwall West Sales Meter Station, Ontario	450 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-13-85	85-12-11	Cookstown Sales Meter Station, Ontario	275 000
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc	XG-8-85	85-07-17	Donnacona Penitentiary Gas Delivery Facilities, Québec	20 500
Westcoast Transmission Company Limited	XG-2-85	85-04-11	NGL Meter Station, Meter Station No. 66, British Columbia	1 827 000
Westcoast Transmission Company Limited	XG-7-85	85-07-15	Upgrading of 762 mm mainline crossing Coquihalla River, British Columbia	550 000

Gas

2. Orders Issued During 1985 Approving Modifications and Additions to Existing Gas Pipeline Facilities

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-1-85	85-01-09	Station modifications and general plant	1 524 095
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-23-85	85-12-11	Station modifications and general plant	2 120 100
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.	XGM-9-85	85-05-01	Compressor station modifications	185 100
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XGM-9-85	85-05-01	Compressor station and meter station modifications	1 243 100
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	XGM-9-85	85-05-01	Transportation equipment	27 500
ICG Transmission Holdings Ltd.	XGM-18-85	85-08-21	Replacement of metering components	140 100
TransCanada PipeLines Limited	XGM-3-85	85-02-13	Pipe replacement, compressor station and metering modifications, and general plant	31 208 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-4-85	85-02-27	Pipe replacement, compression and metering facilities	4 863 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-5-85	85-03-13	Office improvements and transportation equipment	1 140 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-7-85	85-04-11	Pipe replacement	Not identified
TransCanada PipeLines Limited	XGM-10-85	85-05-01	Pipe replacement	Not identified
TransCanada PipeLines Limited	XGM-12-85	85-06-12	Pipe replacement and station improvements	1 683 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-16-85	85-07-17	Pipe replacement	Not identified
TransCanada PipeLines Limited	XGM-20-85	85-08-28	Station modifications, etc.	626 000
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.	XGM-6-85	85-04-03	Station improvements and right-of-way protection	273 300
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.	XGM-14-85	85-06-26	Transportation equipment, work equipment, etc.	115 000
Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.	XGM-22-85	85-12-05	Telemetry and control building	181 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-2-85	85-02-13	Station and plant modifications, office services	323 400
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-8-85	85-05-01	Pipe replacement, station and plant modifications	Not identified

Gas

2. (cont'd) Orders Issued During 1985 Approving Modifications and Additions to Existing Gas Pipeline Facilities

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-11-85	85-05-23	Metering facilities	Not identified
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-13-85	85-07-04	Compressor station projects, plant modifications and additions, etc.	5 528 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-15-85	85-07-04	Valve operators	260 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-17-85	85-08-21	Compressor station and plant modifications, mobile equipment, etc.	602 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-19-85	85-09-11	Tie-in Alberta & Boundary lake pipelines to NGL meter station, compressor station modifications	474 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-21-85	85-10-23	Compressor station and plant modifications, mobile equipment, therm-titrators, etc.	1 027 000
Westcoast Transmission Company Limited	GPL-W5-1-85	85-02-07	Mainline replacements	811 000
Westcoast Transmission Company Limited	GPL-W5-2-85	85-04-17	Mainline and loopline replacements	41 023 000
Westcoast Transmission Company Limited	GPL-W5-3-85	85-05-03	Loopline replacements	

Gas

3. Licences and Long-Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1985

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes Daily ($10^3 m^3$)	Annual ($10^6 m^3$)	Term ($10^6 m^3$)
1. Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-3	Kingsgate, B.C.	61-10-31	86-10-30	12 995.4	4 341.8	109 467.8
			86-10-31	87-10-31	3 248.9	1 085.5	
	GL-16		66-11-01	67-10-31	3 204.6	1 059.9	45 721.1
			67-11-01	89-10-31	6 409.2	2 119.8	
	GL-24		68-11-01	69-10-31	3 427.7	1 102.0	52 491.0
			69-11-01	91-10-31	6 685.4	2 206.7	
			91-11-01	92-10-31	4 784.6	1 577.4	
			92-11-01	93-10-31	3 835.6	1 263.4	
	GL-35		70-11-01	87-10-31	5 807.2	1 192.1	32 506.2
	GL-67		86-11-01	87-10-31	12 995.4	3 256.3	20 619.1
			87-11-01	90-10-31	12 995.4	4 341.8	
			90-11-01	91-10-31	8 654.9	2 891.6	
			91-11-01	92-10-31	4 327.5	1 445.8	
	GL-68		89-11-01	90-10-31	6 409.2	2 119.8	4 237.5
			90-11-01	91-10-31	4 268.5	1 411.8	
			91-11-01	91-10-31	2 134.3	705.9	
	GL-69		87-11-01	90-10-31	5 807.2	1 912.1	7 646.4
			90-11-01	91-10-31	3 867.6	1 273.4	
			91-11-01	92-10-31	1 933.8	636.7	
2. Canadian Montana Pipe Line Company	GL-5	Cardston, Alta., Emerson Man. & Niagara Falls, Ont.	61-10-31	86-10-30	1 019.8	310.2	7 832.3
			86-10-31	87-10-31	255.0	77.6	
	GL-17		66-11-01	67-10-31	339.9	103.4	4 652.8
			67-11-01	89-10-31	679.9	206.8	
	GL-25		68-11-01	69-10-31	339.9	103.4	4 905.4
			69-11-01	91-10-31	679.9	206.8	
			91-11-01	92-10-31	439.0	133.6	
			92-11-01	93-10-31	390.9	119.0	
	GL-36		70-11-01	85-10-31	339.9	103.4	1 628.5
			85-11-01	86-10-31	170.0	51.7	
			86-11-01	87-10-31	85.0	25.9	
	GL-52	Aden, Alta.	80-01-01	83-03-31	1 416.4	283.3	2 266.4
			83-04-01	87-12-31	1 133.1	283.3	
	GL-53	Cardston, Alta., Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont.	86-07-01	86-10-31	340.0	34.5	86.2
			86-11-01	87-10-31	170.0	51.7	
	GO-3-79	Reagan Field, Alta.	79-05-01	93-12-31	30.0	10.3	105.0
	GL-70	Niagara Falls, Ont.	86-11-01	87-10-31	637.4	193.9	814.1
			87-11-01	90-10-31	509.9	155.1	
			90-11-01	91-10-31	339.6	103.3	
			91-11-01	92-10-31	169.8	51.6	
	GL-71	Niagara Falls, Ont.	89-11-01	90-10-31	340.0	103.4	206.7
			90-11-01	91-10-31	226.4	68.9	
			91-11-01	92-10-31	113.2	34.4	

Gas

3. (cont'd) Licences and Long-Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1985

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
	GL-72	Aden, Alta.	88-01-01	88-10-31	1 133.1	236.1	1 085.7
			88-11-01	90-10-31	1 133.1	283.3	
			90-11-01	91-10-31	754.6	188.7	
			91-11-01	92-10-31	377.3	94.3	
3. Columbia Gas Development of Canada Ltd.	GL-54	Monchy, Sask.	83-04-01	83-12-31	1 450.0	387.7	3 556.1
			84-01-01	87-12-31	1 450.0	517.0	
		Huntingdon, B.C.	80-01-01	81-10-31	1 110.4	368.3	
			81-11-01	81-12-31	1 450.0	70.8	
			82-01-01	83-03-31	1 450.0	423.5	
	GL-74	Monchy, Sask.	88-01-01	88-10-31	1 450.0	430.8	1 981.3
			88-11-01	90-10-31	1 450.0	517.0	
			90-11-01	91-10-31	965.7	344.3	
			91-11-01	92-10-31	482.8	172.2	
4. Consolidated Natural Gas Ltd.	GL-44[a]	Emerson, Man.	72-03-15	92-10-31	4 249.2	1 274.8	18 951.3
	GL-61	Emerson, Man. and Monchy, Sask. Combined Maximum	80-11-01	85-10-31	5 665.6	2 067.9	13 389.6
			85-11-01	86-10-31	4 532.5	1 654.0	
			86-11-01	87-10-31	3 824.3	1 396.0	
		Maximum permitted at Monchy, Sask. as part of combined Emerson/Monchy volumes	81-11-01	84-10-31	3 232.9	1 180.0	7 278.9
			84-11-01	85-10-31	3 891.1	1 438.4	
			85-11-01	86-10-31	3 682.6	1 344.0	
			86-11-01	87-10-31	2 620.3	956.5	
	GL-75		87-11-01	89-10-31	3 824.3	1 396.0	2 792.0
			87-11-01	89-10-31	1 912.2	698.0	1 396.0
5. Canada LNG Corp.	GL-76	Port Simpson Bay, B.C.	86-04-01	86-12-31	N/S	2 258.0	62 761.0
			87-01-01	87-12-31	N/S	3 309.0	
			88-01-01	88-12-31	N/S	3 986.0	
			89-01-01	89-12-31	N/S	4 136.0	
			90-01-01	2000-12-31	N/S	4 362.0	
			2001-01-01	2001-03-31	N/S	1 090.0	
6. ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	Sprague, Man.	70-11-01	95-10-31	80.3	9.5	229.0
	GL-29	Fort Frances, Ont.	70-11-01	95-10-31	915.6	218.5	5 462.2
	GL-30[b]	Sprague, Man.	70-11-01	95-10-31	1 321.8	344.0	8 498.1
7. KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	3 540.0	1 292.1	13 567.0
			93-11-01	94-10-31	2 655.0	969.1	
			94-11-01	95-10-31	1 770.0	646.0	
			95-11-01	96-10-31	885.0	323.0	
8. Niagara Gas Transmission Ltd.	GL-55	Cornwall, Ont.	80-01-01	82-10-31	350.0	89.1	1 500.2
			82-11-01	83-03-31	350.0	37.1	
			83-04-01	83-10-31	1 200.0	145.8	
			83-11-01	85-10-31	1 200.0	250.0	
			85-11-01	87-10-31	1 200.0	275.0	
	GL-78		87-11-01	90-10-31	1 200.0	275.0	1 099.7
			90-11-01	91-10-31	799.2	183.1	
			91-11-01	92-10-31	399.2	91.6	

Gas

3. (cont'd) Licences and Long-Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1985

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
9. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	4 332.5	1 581.4	16 604.7
			93-11-01	94-10-31	3 249.4	1 186.0	
			94-11-01	95-10-31	2 166.2	790.7	
			95-11-01	96-10-31	1 083.1	395.4	
	GL-96 (Consolidation of GL-59, 63 & 65)	Kingsgate, B.C.	84-11-01	85-10-31	7 478.6	2 488.3	27 990.9
			85-11-01	94-10-31	7 478.6	2 488.3	
			94-11-01	95-10-31	4 980.7	1 657.2	
			95-11-01	96-10-31	2 490.7	828.6	
	GL-97 (Consolidation of GL-58, 62 & 66)	Monchy, Sask.	84-11-01	85-10-31	24 928.5	8 294.4	82 935.7
			85-11-01	94-10-31	24 928.5	8 294.4	
			94-11-01	95-10-31	16 602.4	5 524.1	
			95-11-01	96-10-31	8 301.2	2 762.0	
10. ProGas Ltd.	GL-56	Emerson, Man. and Monchy, Sask. Combined Maximum	80-11-01	85-10-31	9 440.9	3 100.0	17 050.0
			85-11-01	86-10-31	7 552.7	2 480.0	
			86-11-01	87-10-31	5 664.5	1 860.0	
		Maximum permitted at Monchy, Sask. as part of combined Emerson/Monchy Volumes	81-11-01	82-10-31	2 613.7	954.0	10 100.7
			82-11-01	84-10-31	4 849.4	1 770.0	
			84-11-01	85-10-31	6 457.6	2 357.0	
			85-11-01	86-10-31	6 797.4	2 480.0	
			86-11-01	87-10-31	5 098.1	1 860.0	
	GL-79	Emerson, Man. and Monchy, Sask. Combined Maximum	87-11-01	88-10-31	5 664.5	1 860.0	1 860.0
			88-11-01	89-10-31	3 776.4	1 240.0	
		Monchy only	87-11-01	88-10-31	3 398.8	1 240.0	1 674.0
			88-11-01	89-10-31	1 699.4	620.0	
	GL-80	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	1 420.0	518.3	5 442.1
			93-11-01	94-10-31	1 065.0	388.7	
			94-11-01	95-10-31	710.0	259.1	
			95-11-01	96-10-31	355.0	129.6	
	GL-81	Emerson, Man.	83-11-01	92-10-31	5 270.0	1 923.5	20 196.7
			92-11-01	93-10-31	3 952.5	1 442.6	
			93-11-01	94-10-31	2 635.0	961.7	
			94-11-01	95-10-31	1 317.5	480.9	
11. Sulpetro Ltd.	GL-82		83-11-01	87-10-31	2 125.0	775.6	4 653.7
			87-11-01	88-10-31	1 700.0	620.5	
			88-11-01	89-10-31	1 275.0	465.4	
			89-11-01	90-10-31	850.0	310.2	
			90-11-01	91-10-31	425.0	155.1	
12. Tenneco LNG Inc.	GL-49	St. Stephen, N.B.		c	32 295.0	11 820.0	c
13. TransCanada PipeLines Ltd.	GL-18	Emerson, Man.	65-11-01	66-10-31	708.2	226.6	33 993.4
			66-11-01	89-10-31	4 277.5	1 481.5	
	GL-19	Philipsburg, Qué.	65-11-01	82-10-31	600.6	184.1	3 059.4
			82-11-01	83-10-31	634.5	184.1	
			83-11-01	84-10-31	657.2	184.1	
			84-11-01	85-10-31	679.9	184.1	
			85-11-01	86-10-31	702.5	184.1	
			86-11-01	89-10-31	725.2	184.1	
	GL-20	Emerson, Man.	67-11-01	91-10-31	2 662.8	909.3	21 670.8

Gas

3. (cont'd) Licences and Long-Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1985

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
	GL-21[d]		68-11-05	91-10-31	N/S	7 019.1	469 967.0
	GL-37		70-11-01	90-10-31	5 546.6	2 030.1	40 601.0
	GL-38		70-11-01	90-10-31	1 416.4	518.4	10 368.0
	GL-39		70-11-01	90-10-31	204.0	74.6	1 493.0
	GL-42[d]		71-04-15	71-10-31	N/S	323.8	60 316.5
			71-11-01	94-10-31	N/S	2 612.3	
	GL-43		71-11-01	91-10-31	N/S	481.6	9 631.5
	GL-60		80-01-01	80-10-31	6 317.1	800.0	10 896.4
			80-11-01	84-10-31	6 317.1	2 096.3	
			84-11-01	85-10-31	4 737.8	1 572.2	
			85-11-01	85-12-14	3 158.6	139.0	
	GL-83	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	86-10-31	1 133.1	414.0	9 350.2
			86-11-01	94-10-31	2 620.3	959.0	
			94-11-01	95-10-31	1 521.3	556.8	
			95-11-01	96-10-31	774.3	283.4	
	GL-84		84-11-01	93-10-31	1 416.4	518.4	5 054.4
			93-11-01	94-10-31	1 062.3	388.8	
	GL-85		84-11-01	93-10-31	2 832.8	1 036.8	10 108.8
			93-11-01	94-10-31	2 124.6	777.6	
	GL-86	Emerson, Man.	84-11-01	93-10-31	2 832.8	1 036.8	10 886.4
			93-11-01	94-10-31	2 124.6	777.6	
			94-11-01	95-10-31	1 416.4	518.4	
			95-11-01	96-10-31	708.2	259.2	
	GL-87		84-11-01	93-10-31	2 832.8	1 036.8	10 886.4
			93-11-01	94-10-31	2 124.6	777.6	
			94-11-01	95-10-31	1 416.4	518.4	
			95-11-01	96-10-31	708.2	259.2	
	GL-88	Emerson, Man. and/or Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	4 249.2	1 555.2	16 329.6
			93-11-01	94-10-31	3 186.9	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	777.6	
			95-11-01	96-10-31	1 062.2	388.8	
	GL-89	Emerson, Man.	84-11-01	85-10-31	6 317.1	524.1	12 960.8
			85-11-01	86-10-31	6 317.1	1 957.3	
			86-11-01	90-10-31	6 317.1	2 096.3	
			90-11-01	91-10-31	4 207.2	1 396.1	
			91-11-01	92-10-31	2 103.6	698.1	
	GL-90	Niagara Falls, Ont.	85-11-01	94-10-31	1 416.4	518.4	5 443.2
			94-11-01	95-10-31	1 062.3	388.8	
			95-11-01	96-10-31	708.2	259.2	
			96-11-01	97-10-31	354.1	129.6	
14 Transcontinental Gas Pipe Line Corp.	GL-91[e]	Niagara Falls, Ont.	84-11-01	93-10-31	8 498.4	1 555.2	16 329.6
			93-11-01	94-10-31	6 373.8	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	4 249.2	777.6	
			95-11-01	96-10-31	2 124.6	388.8	

Gas

3. (cont'd) Licences and Long-Term Orders to Export Natural Gas as at 31 December 1985

Exporter	Licence or Order Number	Point of Export	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
15. Union Gas Ltd.	GL-64	Windsor, Ont.	80-11-01	85-10-31	1 100.0	284.0	1 420.0
	GL-92		85-11-01	90-10-31	1 100.0	284.0	1 703.7
			90-11-01	91-10-31	732.6	189.1	
			91-11-01	92-10-31	366.3	94.6	
16. Westcoast Transmission Company Ltd.	GL-4	Kingsgate, B.C.	61-12-10	81-12-09	4 305.8	1 444.7	35 250.9
			81-12-10	82-10-31	4 305.8	1 300.0	
			82-11-01	84-10-31	4 305.8	1 444.7	
			84-11-01	85-10-31	3 229.4	1 083.5	
			85-11-01	86-10-31	2 152.9	722.4	
			86-11-01	87-10-31	1 076.5	361.2	
	GL-41	Huntingdon, B.C. Kingsgate, B.C. & Monchy, Sask.	71-11-01	72-10-31	20 773.9	7 223.1	143 495.2
			72-11-01	80-10-31	22 922.9	7 970.3	
			80-11-01	83-03-31	24 622.6	7 970.3	
			83-04-01	83-10-31	26 039.0	4 706.2	
			83-11-01	89-10-31	26 039.0	8 067.8	
	GL-93	Huntingdon, B.C.	89-11-01	92-10-31	8 498.3	3 101.9	13 958.5
			92-11-01	93-10-31	6 373.7	2 326.4	
			93-11-01	94-10-31	4 249.1	1 550.9	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	775.5	
	GL-94	Huntingdon, B.C. Kingsgate, B.C. and Monchy, Sask. Combined Maximum	89-11-01	90-10-31	13 731.0	4 637.1	9 269.5
			90-11-01	91-10-31	9 144.8	3 088.3	
			91-11-01	92-10-31	4 572.4	1 544.1	
		Maximum permitted at Monchy, Sask. as part of Combined Huntingdon/ Kingsgate/Monchy Volumes	89-11-01	90-10-31	1 416.4	517.0	
			90-11-01	91-10-31	1 416.4	517.0	
			91-11-01	92-10-31	1 416.4	517.0	
		Maximum permitted at Monchy, Sask. as part of Combined Huntingdon/ Kingsgate/Monchy Volumes	89-11-01	90-10-31	2 832.8	N/S	
			90-11-01	91-10-31	2 832.8	N/S	
			91-11-01	92-10-31	2 832.8	N/S	

a— This licence authorizes the export of natural gas which the licensee has imported near Willow Creek, Sask. pursuant to licence GLI-5.

b— This licence authorizes an export near Sprague, Manitoba for import near Rainy River, Ont.

c— This licence is to commence on the date of initial delivery and expire 20 1/2 years after, or a total term not exceeding 25 years. The liquefied natural gas exported will have been previously imported by the licensee near Saint John, New Brunswick pursuant to Licence GLI-7.

d— This licence authorizes an export near Emerson, Manitoba for import near Sault Ste Marie and Sarnia, Ontario, to serve the eastern Canadian market.

e— This licence authorizes the export of natural gas previously imported and stored in Canada.

N/S Not Specified.

Gas

4. Licences and Long-Term Orders to Export Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1985 (Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes
PROPANE					
1. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	GL-32	Any point on the international boundary between Canada and the United States.	79-01-01	79-12-31	92 698
			80-01-01	80-12-31	92 698
			81-01-01	81-12-31	92 698
			82-01-01	82-12-31	92 698
			83-01-01	83-12-31	92 698
			84-01-01	84-12-31	92 698
			85-01-01	85-12-31	92 698
			86-01-01	86-12-31	92 698
			87-01-01	87-12-31	92 698
			88-01-01	88-12-31	92 698
			89-01-01	89-12-31	92 698
			90-01-01	90-12-31	92 698
			91-01-01	91-12-31	92 698
			92-01-01	92-12-31	92 698
			93-01-01	93-12-31	92 698
			94-01-01	94-12-31	77 206
	EPR-918-79[a]	Same as GL-32	79-09-06	96-01-31	N/S
2. Dome Petroleum Ltd.	GL-31	Same as GL-32	79-01-01	79-12-31	716 983
			80-01-01	80-12-31	688 571
			81-01-01	81-12-31	656 190
			82-01-01	82-12-31	620 476
			83-01-01	83-12-31	133 254
			84-01-01	84-12-31	133 254
			85-01-01	85-12-31	133 254
			86-01-01	86-12-31	133 254
			87-01-01	87-12-31	143 809
			88-01-01	88-12-31	193 016
			89-01-01	89-12-31	196 984
			90-01-01	90-12-31	169 047
			91-01-01	91-12-31	165 873
			92-01-01	92-12-31	165 079
			93-01-01	93-12-31	162 098
			94-01-01	94-12-31	103 968
	EPR-917-79[a]	Same as GL-32	79-09-06	96-01-31	N/S
	EPR-930-84[b]	Any point in the Province of Ontario on the international boundary between Canada and the United States.	84-04-01	84-12-31	458 335
			85-01-01	85-12-31	608 335
			86-01-01	86-12-31	608 335
			87-01-01	87-12-31	608 335
			88-01-01	88-12-31	608 335
			89-01-01	89-12-31	608 335
			90-01-01	90-12-31	608 335
			91-01-01	91-12-31	608 335
			92-01-01	92-04-15	153 100

Gas

4. (cont'd) Licences and Long-Term Orders to Export Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1985 (Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes
3. Imperial Oil Ltd.	EPR-922-80[a]	Gretna, Man.	80-09-01	90-08-31	N/S
4. PanCanadian Gas Products Ltd.	GL-34	Same as GL-32	79-01-01	79-12-31	63 730
			80-01-01	80-12-31	63 730
			81-01-01	81-12-31	63 730
			82-01-01	82-12-31	63 730
			83-01-01	83-12-31	63 730
			84-01-01	84-12-31	63 730
			85-01-01	85-12-31	63 730
			86-01-01	86-12-31	53 175
			87-01-01	87-12-31	3 968
	EPR-919-79[a]	Same as GL-32	79-06-06	91-01-31	N/S
BUTANES					
5. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-133-74[a]	Gretna, Man.	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 848
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062
6. Dome Petroleum Ltd.	EBU-132-74[a]	Gretna, Man.	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724

Gas

4. (cont'd) Licences and Long-Term Orders to Export Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1985 (Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes
	EBU-929-84[a]	Any point in the Province of Ontario on the international boundary between Canada and the United States	84-04-01	84-12-31	340 650
			85-01-01	85-12-31	425 135
			86-01-01	86-12-31	425 135
			87-01-01	87-12-31	425 135
			88-01-01	88-12-31	425 135
			89-01-01	89-12-31	425 135
			90-01-01	90-12-31	425 135
			91-01-01	91-12-31	425 135
			92-01-01	92-12-31	128 825
7. Imperial Oil Ltd.	EBU-911-80[a]	Gretna, Man.	80-09-01	90-08-31	N/S
8. PanCanadian Gas Products Ltd.	EBU-134-74[a]	Gretna, Man.	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
9. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	Gretna, Man.	82-07-01	92-06-30	N/S
10. Dome Petroleum Ltd.	GL-47	Elmore, Sask. and Windsor, Ont.	78-08-15	78-12-31	835 298
			79-01-01	79-12-31	2 211 664
			80-01-01	80-12-31	2 195 866
			81-01-01	81-12-31	2 053 688
			82-01-01	82-12-31	1 563 962
			83-01-01	83-12-31	1 405 986
			84-01-01	84-12-31	1 184 820
			85-01-01	85-12-31	458 130
	GO-1-76[a]	Elmore, Sask.	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/year
	GL-51	Elmore, Sask. Windsor, Ont.	79-06-21	93-12-31	19 069 000
ETHYLENE					
11. Dow Chemical of Canada Ltd.	EYL-1-76	Elmore, Sask. Sarnia and Windsor, Ont	80-01-01	89-12-31	158 757 340 kg/year
	EYL-2-76[a]	Elmore, Sask.	78-01-01	97-12-31	181 438 810 kg/year

a — This licence/order authorizes an export of product for subsequent import.
b — This is an import-export licence/order whereby product exported has been previously imported.
N/S Not Specified

Gas

5. Licences and Long-Term Orders to Import Natural Gas as at 31 December 1985

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order		Maximum Volumes		
			From	To	Daily (10^3m^3)	Annual (10^6m^3)	Term (10^6m^3)
1. Border Utilities Ltd.	GO-2-66	Coutts, Alta.	66-06-02	85-09-14	30.0	N/S	N/S
2. Canadian Western Natural Gas Co. Ltd.	GO-6-66	Coutts, Alta.	66-09-22	85-09-14	30.0	N/S	N/S
	GO-6-84		84-11-01	85-10-31	N/S	3.4	3.4
	GO-5-85		85-11-01	86-09-15	N/S	N/S	3.4
3. Consolidated Natural Gas Ltd.	GLI-5[a]	Willow Creek, Sask.	71-03-15	92-10-31	4 249.2	1 274.8	18 951.3
4. ICG Transmission Limited	GL-30[b]	Rainy River, Ont.	70-11-01	95-10-31	1 321.8	344.0	8 498.1
5. Tenneco LNG Inc.	GLI-7	Saint John, N.B.	c	c	N/S	418.68PJ	8 373.6PJ
6. TransCanada PipeLines Ltd.	GL-21[b]	Sault Ste-Marie and Sarnia, Ont.	68-11-05	91-10-31	N/S	7 019.1	169 967.0
	GL-42[d]		71-04-15	71-10-31	N/S	232.8	
			71-11-01	94-10-21	N/S	2 612.3	60 316.5
7. Transcontinental Gas Pipe Line Corp.	GL-91[e]	Sarnia, Ont.	84-11-01	93-10-31	4 249.0	1 555.2	
			93-11-01	94-10-31	3 156.9	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	777.6	
			95-11-01	96-10-31	1 062.3	388.8	16 329.6

a — This licence authorizes an import of natural gas which the licensee will subsequently export near Emerson, Manitoba, pursuant to licence GL-44.

b — This licence authorizes an import of natural gas which the licensee has exported near Sprague, Man.

c — This licence is to commence on the date of initial delivery and expire 20 1/2 years after, or a total term not exceeding 25 years. This liquefied natural gas hereby imported is to be subsequently exported near St. Stephen, New Brunswick, pursuant to licence GL-49.

d — This licence authorizes an import of natural gas which the licencee has previously exported near Emerson, Manitoba. This natural gas serves Canadian markets.

e — This licence authorizes an import of natural gas for storage in Canada and subsequently exported to the United States.

N/S Not Specified.

Gas

6. Licences and Long-Term Orders to Import Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1985 (Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes
PROPANE					
1. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EPR-918-79[a]	Any point on the international boundary between Canada and the United States	79-09-06	96-01-31	N/S
BUTANES					
2. Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	EBU-133-74[a]	Sarnia, Ont.	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 158
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062
3. Dome Petroleum Ltd.	EBU-132-74[a]	Sarnia, Ont.	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724

Gas

6. (cont'd) Licences and Long-Term Orders to Import Propane, Butanes, Ethane and Ethylene as at 31 December 1985 (Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	Point of Import	Term of Licence or Order From	To	Maximum Volumes
4. Imperial Oil Ltd.	EBU-911-80[a]	Sarnia, Ont.	80-06-01	90-08-31	N/S
5. PanCanadian Gas Company Ltd.	EBU-134-74[a]	Sarnia, Ont.	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
6. Texasco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	Sarnia, Ont.	82-07-01	92-06-30	N/S
ETHANE					
7. Dome Petroleum Ltd.	GO-1-76[a]	Windsor, Ont.	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/year
ETHYLENE					
8. Dow Chemical of Canada Ltd.	EYL-2-76[a]	Windsor, Ont.	78-01-01	97-12-31	58 038 860 kg/year

a — This licence/order authorizes an import of product which has been previously exported.
b — This is an import-export licence/order whereby product imported is subsequently exported.
N/S Not Specified

Gas

7. Exports of Natural Gas (Millions of Cubic Metres)

Exporter	Licence or Order Number	1984 Actual	1985 Preliminary	Cumulative to 1985-12-31
Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-3	4 727.5	4 743.8	103 817.2
	GL-16	522.8	1 304.3	31 598.9
	GL-24	135.6	477.7	27 975.0
	GL-35	1 194.2	2 034.0	27 216.7
Amoco Canada Petroleum Co. Ltd.	GO-1-85	.0	26.1	26.1
	GO-10-85	.0	17.2	17.2
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5	.0	0	6 386.4
	GL-17	.0	.0	3 035.3
	GL-25	.0	.0	3 470.0
	GL-36	—	.0	1 183.2
	GL-52	184.9	224.1	756.3
	GL-3-79	2.1	3.8	14.7
Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[a]	368.9	333.0	5 573.9
	GL-61	844.6	881.9	4 410.2
Czar Resources Limited	GO-7-84	2.7	58.5	61.2
	GO-9-85	.0	6.3	6.3
Dome Petroleum Limited	GO-11-85	.0	55.8	55.8
	GO-18-85	.0	2.3	2.3
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	8.7	9.7	124.8
	GL-29	146.3	91.7	2 646.2
	GL-30[b]	226.9	171.8	4 066.7
Niagara Gas Transmission Limited	GL-55	228.1	227.6	800.7
Northridge Petroleum Marketing, Inc.	GO-2-85	.0	66.2	66.2
	GO-13-85	.0	13.7	13.7
Pan-Alberta Ltd.	GL-58	3 054.6	.0	7 619.7
	GL-59	1 145.3	.0	4 169.7
	GL-62	19.2	.0	19.2
	GL-63	57.6	.0	57.6
	GL-96	81.5	2 480.0	2 561.5
	GL-97	193.2	3 414.1	3 607.3
Poco Petroleums Limited	GO-19-85	.0	47.7	47.7
ProGas Limited	GL-56	1 541.3	1 136.3	6 304.8
	GO-14-85	.0	13.8	13.8
	GO-15-85	.0	88.3	88.3
	GO-16-85	.0	59.6	59.6

Gas

7. (cont'd.) Exports of Natural Gas (Millions of Cubic Metres)

Exporter	Licence or Order Number	1984 Actual	1985 Preliminary	Cumulative to 1985-12-31
Sulpetro Limited	GL-57	72.3	.0	1 867.6
	GL-82	358.6	740.0	1 098.6
	GO-4-84	102.6	0	102.5
	GO-8-85	.0	.9	.9
TransCanada Pipelines Limited	GL-18	309.9	786.9	20 347.8
	GL-19	140.8	147.5	2 030.2
	GL-20	377.5	309.5	13 467.6
	GL-21[c]	5 488.2	5 159.7	97 969.7
	GL-37	854.1	1 103.4	26 552.9
	GL-38	492.5	362.5	6 710.9
	GL-39	17.5	70.5	893.2
	GL-42[c]	2 042.6	1 920.1	30 297.6
	GL-43	.0	0	1 335.8
	GL-60	1 251.1	1 322.7	7 259.9
	GL-83	69.1	382.2	451.3
	GL-89	.0	229.3	229.3
	GO-1-84	.7	.0	.7
	GO-2-84[c]	40.1	0	40.1
Union Gas Limited	GL-64	104.3	13.2	901.7
Westcoast Transmission Limited	GL-4	1 452.2	605.7	28 795.4
	GL-41	1 681.0	2 594.7	71 780.6
	GO-5-84	27.4	.0	27.4
GROSS EXPORTS		29 568.5	33 738.1	560 035.9
NET EXPORTS[d]		21 401.8	26 153.5	422 087.9

a — This licence authorizes an export of natural gas which the licensee has imported near Willow Creek, Sask. pursuant to licence GLI-5.
b — This licence authorizes an export near Sprague, Man. for import near Rainy River, Ont.
c — This licence authorizes an export near Emerson, Man. for import near Sault Ste Marie and Sarnia, Ont. to serve the eastern Canadian markets.
d — Excludes volumes of licences/orders under footnotes.
— Amount too small to be expressed.

Gas

8. Imports of Natural Gas (Millions of Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	1984 Actual	1985 Preliminary	Cumulative to 1985-12-31
Border Utilities Ltd.	GO-2-66	.9	.8	18.3
Canadian Western Natural Gas Company Ltd.	GO-6-66	1.2	.0	32.2
	GO-6-84	1.4	2.6	4.0
	GO-5-85	.0	1.6	1.6
Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5[a]	374.9	338.8	5 661.1
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30[b]	226.9	171.8	4 066.7
TransCanada Pipelines Limited	GL-21[c]	5 469.0	5 131.7	97 817.2
	GL-42[c]	2 035.4	1 909.9	30 413.6
	GL-2-84[c]	39.5	.0	39.5
GROSS IMPORTS		8 149.2	7 557.2	138 054.2
NET IMPORTS[d]		3.5	5.0	56.1

a — This licence authorizes an import of natural gas which the licensee will subsequently export near Emerson, Man. pursuant to licence GL-44.
b — This licence authorizes an import of natural gas which the licensee has previously exported near Sprague, Man.
c — This licence authorizes an import of natural gas which the licensee has previously exported near Emerson, Man. This natural gas serves Canadian markets.
d — Excludes volumes of licences/orders under footnotes.

Gas

9. Exports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licence and Orders (Cubic Metres)

Exporter	Licence or Order Number	1984 Actual	1985 Preliminary
PROPANE			
Amoco Canada Petroleum Company Limited	GL-32	92 643	92 696
	EPR-918-79[a]	791 739	931 910
	EPR-929-83[b]	0	–
	EPR-933-85[b]	–	706
Cochin Pipeline Ltd.	EPR-932-85[a]	–	3 923
Dome Petroleum Limited	GL-31	133 254	133 254
	GL-46[b]	195 521	–
	GL-917-79[a]	510 834	803 539
	GL-930-84[b]	294 783	334 038
Imperial Oil Limited	EPR-922-80[a]	428 816	90 833
PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	0	0
	EPR-919-79[a]	257 415	259 896
Petro-Canada Inc.	EPR-931-85[b]	–	299
GROSS EXPORTS		2 705 005	2 651 094
NET EXPORTS[c]		225 897	225 950
BUTANES			
Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-133-74[a]	374 304	579 198
	EBU-928-83[b]	0	–
	EBU-932-85[b]	–	7 452
Cochin Pipeline Ltd.	EBU-931-85[a]	–	1 619
Dome Petroleum Limited	EBU-1-74[b]	72 766	–
	EBU-132-74[a]	452 031	608 932
	EBU-929-84[b]	212 244	279 163
Imperial Oil Limited	EBU-911-80[a]	230 238	58 723
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	103 347	112 363
Petro-Canada Inc.	EBU-930-85[b]	–	0
Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82[a]	20 636	81 000
GROSS EXPORTS		1 465 566	1 728 450
NET EXPORTS[c]		0	0

Gas

9. (con't) Exports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licence and Orders (Cubic Metres)

Exporter	Licence or Order Number	1984 Actual	1985 Preliminary
ETHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-45[b]	176 909	–
	GL-47	2 369 640	822 686
	GL-51	2 563 818	2 368 413
	GO-1-76[a]	0	0
GROSS EXPORTS		5 110 367	3 191 099
NET EXPORTS[c]	GL-47	1 184 820	364 556
	GL-51	1 279 419	1 246 010
		2 464 239	1 610 566
		Kilograms	
EHYLENE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76[d]	26 779 360	0
	EYL-2-76[a]	68 030 860	156 093 364
GROSS EXPORTS		94 810 220	156 093 344
NET EXPORTS[c]		0	0

a — This licence/order authorizes an export of product for subsequent import.
b — This is an import-export licence/order whereby product exported has been previously imported.
c — Excludes volumes of licences/orders under footnotes.
d — This licence authorizes an export of ethylene at Elmore, Sask. with the provision that the exported product may be imported at Windsor, Ont. and re-exported at Sarnia or Windsor, Ont. In 1983 and 1984, all that was exported at Elmore, Sask. was imported at Windsor, Ont., and there was no further movement of the product.
– Amount too small to be expressed

Gas

10. Imports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licence and Orders (Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	1984 Actual	1985 Preliminary
PROPANE			
Amoco Canada Petroleum Company Limited	EPR-918-79[a]	800 673	930 176
	EPR-929-83[b]	0	–
	EPR-933-85[b]	–	706
Cochin Pipeline Ltd.	EPR-932-85[a]	–	3 923
Dome Petroleum Limited	GL-46[b]	102 525	–
	GL-917-79[a]	550 745	754 077
	GL-930-84[b]	274 413	393 680
Imperial Oil Limited	EPR-922-80[a]	409 462	90 833
PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79[a]	257 415	259 896
Petro-Canada Inc.	EPR-931-85[a]	–	285
GROSS IMPORTS		2 395 233	2 433 576
NET IMPORTS[c]		0	0
BUTANES			
Amoco Canada Petroleum Company Limited	EBU-133-74[a]	374 218	574 548
	EBU-928-83[b]	0	–
	EBU-932-85[b]	–	7 452
Cochin Pipeline Ltd.	EBU-931-85[a]	–	1 619
Dome Petroleum Limited	EBU-1-74[b]	73 812	–
	EBU-132-74[a]	452 035	606 483
	EBU-929-84[b]	209 492	279 815
Imperial Oil Limited	EBU-911-80[a]	216 779	58 723
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	103 347	111 363
Petro-Canada Inc.	EBU-930-85[a]	–	0
Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82[a]	25 363	74 024
GROSS IMPORTS		1 455 046	1 714 027
NET IMPORTS[c]		0	0

Gas

10. (cont'd.) Imports of Propane, Butanes, Ethane and Ethylene Under Licence and Orders

(Cubic Metres)

Importer	Licence or Order Number	1984 Actual	1985 Preliminary
ETHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-45[b]	5 710	—
	GO-1-76[a]	0	0
	GL-47	696 518	406 153
	GL-51	1 150 526	1 030 967
	GO-1-83	159 994	—
	GO-3-84	99 159	43 339
	GO-3-85	—	25 056
	GO-7-85	—	8 386
GROSS IMPORTS		2 111 907	1 513 961
NET IMPORTS[c]	GO-1-83	159 994	N/A
	GO-3-84	99 159	43 339
	GO-3-85	N/A	25 056
	GO-7-85	N/A	8 386
		259 153	76 781
		Kilograms	
ETHYLENE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76[d]	26 779 360	0
	EYL-2-76[a]	68 030 860	156 093 364
GROSS IMPORTS		94 810 220	156 093 344
NET IMPORTS[c]		0	0

a — This licence/order authorizes an import of product which has been previously exported.

b — This is an import-export licence/order whereby product imported is subsequently exported.

c — Excludes volumes of licences/orders under footnotes.

d — This licence authorizes an import of ethylene which has been previously exported at Elmore, Sask. with the provision that the imported product at Windsor, Ont. may be re-exported at Sarnia or Windsor, Ont. In 1983 and 1984, all that was exported at Elmore, Sask. was imported at Windsor, Ont., and there was no further movement of the product.

— Amount too small to be expressed

N/A Not Applicable

Gas

11. Total Net Exports of Propane and Butanes (Cubic Metres)

Exporter	Propane		Butanes	
	1984 Actual	1985 Preliminary	1984 Actual	1985 Preliminary
Amoco Canada Petroleum Company Ltd [a]	313 098	331 502	388 397	389 104
Atlantic Speedy Propane Limited	70	491	—	—
Burnell Gas of Canada Ltd.	30 220	42 943	—	—
Can-Am Liquids Corp. Ltd.	12 934	12 856	1 684	2 631
Canadian Enterprise Gas Products Ltd	37 864	23 809	46 503	28 035
Canadian Superior Oil Ltd.	54 034	45 221	90 747	90 703
Canstates Energy	41 161	37 170	21 663	38 018
Chevron Canada Resources Ltd.	128 289	104 508	6 873	1 617
Consumers' Co-Operative Refineries Limited	0	1 344	0	0
Dillingham Construction Ltd.	0	361	—	—
Dome Petroleum Limited[a]	766 940	739 063	603 533	636 684
Dominion Propane Corp.	—	478	—	—
Elbow River Resources	—	0	—	0
Elgin Resources Limited	585	1 308	14 862	5 725
Gas Supply (Minn.) Ltd.	—	5 268	—	485
Gulf Canada Resources Inc.	302 913	151 588	6 221	474
Gulliver Energy Ltd.	—	0	—	738
Home Oil Company Limited	32 771	34 595	59 513	57 245
Husky Oil Operations Ltd.	621	0	716	0
ICG Liquid Gas Ltd.	37 223	57 705	—	—
Imperial Oil Limited	215 413	210 590	331 671	316 837
Kildair Service Ltee	0	590	0	—
Koch Hydrocarbons Canada	2 168	3 193	58 260	56 337
M-P Oils Limited	7 597	5 081	15 944	17 421
Mobil Oil Canada Ltd.	123 559	89 341	51 982	22 239
NGL Supply (1985) Ltd.	2 424	574	15 210	6 409
Northern Petro Products Corp. Ltd.	234	0	0	—
Olco Oil	—	0	—	—
PanCanadian Gas Products Limited[a]	162 318	208 483	91 207	110 689
Petro-Canada Inc.	435 929	377 833	295 313	266 895
Petrowest Petroleum Ltd.	14 383	10 086	28 916	6 713
Pounder Emulsions Ltd.	1 355	1 379	2 177	1 975
Raymond Gas Liquids Marketing Ltd.	7 374	13 786	2 067	20 257
Rivecal Energy Ltd.	—	0	244	369
Shell Canada Limited	171 690	186 101	131 731	171 821
Stephens Energy Limited	63 670	49 962	80 543	81 132
Stittco Energy Limited	—	0	—	0
Sunoco Inc.	2 233	5 970	11 801	6 402
Texaco Canada Inc.	118 102	88 842	133 202	116 090
Ultramar Canada Inc.	—	0	—	0
Union Oil Company of Canada Limited	18 074	12 869	366	729
Union Texas Canada Ltd.	1 254	—	—	—
Westcan Energy Ltd.	—	349	—	9 394
TOTAL	3 106 500	2 855 239	2 491 346	2 463 168

a — Includes net export volumes under licences.
— Amount too small to be expressed

Oil

1. Certificate Issued During 1985 Approving New Oil Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Certificate No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
Murphy Oil Company Ltd.	OC-36	85-05-14	Construction of 45 km of 219.1 mm and 4.5 km of 168.3 mm pipelines, Alberta	4 800 000

Oil

2. Orders Issued During 1985 Approving New Oil Pipeline Facilities Including Pipeline Construction Not Exceeding 40 Kilometres in Length

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
Interprovincial Pipe Line Limited	XO-1-85	85-05-31	Modifications and additions to pipeline system from Edmonton, Alberta to Gretna, Manitoba	87 000 000
Manito Pipelines Ltd.	XO-2-85	85-06-19	Construction of 24 km of 168.3 mm and 88.9 mm pipelines, Alberta and Saskatchewan. Pumping, metering and associated facilities, Alberta	2 400 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-3-85	85-07-10	Modifications and additions to pipeline system from Edmonton, Alberta to Kamloops, British Columbia	6 180 000

Oil

3. Orders Issued During 1985 Approving Modifications and Additions to Existing Oil Pipeline Facilities

Applicant	Order No.	Issued	Facilities	Estimated Cost ($)
Cochin Pipe Lines Ltd.	XOM-6-85	85-04-03	Injection facilities	198 000
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-2-85	85-02-06	Tie-in to Waskada Pipe Line	286 000
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-8-85	85-05-23	Delivery modifications and additions	144 000
Interprovincial Pipe Line Limited	XOM-12-85	85-10-16	Station and tankage modifications, buildings, computer equipment, etc.	13 783 700
Manito Pipelines Ltd.	XOM-9-85	85-06-26	Control and measurement system improvements	470 310
Montreal Pipe Line Limited	XOM-4-85	85-02-13	Replacement of calibration tank, rectifier replacement, and tools	51 300
Murphy Oil Company Limited	XOM-11-85	85-09-25	Pumping and metering facilities	797 000
Petroleum Transmission Company	XOM-7-85	85-04-11	Block valves, office building and warehouse	396 350
Trans-Northern Pipelines Inc.	XOM-3-85	85-02-20	Station modifications, transportation equipment, etc	1 817 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-1-85	85-01-23	Station equipment, tanks, buildings and grounds, automotives and work equipment, etc.	7 528 470
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-5-85	85-03-13	Additional pumping units and station modifications	3 111 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-10-85	85-07-04	Tanks, station equipment computer automation systems, etc.	1 223 200
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-13-85	85-11-20	Tank	462 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-14-85	85-12-18	Pipe replacements, station and tankage modifications, buildings and housing, grounds, transportation, work equipment, etc.	12 860 390

Oil

4. Exports of Canadian Crude and Equivalent—January to December 1984 and January to May 1985 (Cubic Metres)

Company	Destination	Jan. to May 1985 Total	Jan. to May 1985 Daily Average	1984 Total	1984 Daily Average
Amoco Production Company	Whiting,Indiana	955 655.20	6 328.84	1 407 337.32	3 845.18
Ashland Oil Inc.	St. Paul, Minnesota	317 216.00	2 100.77	266 415.40	727.91
Avant Petroleum Inc.	Chicago, Illinois	24 366.30	161.37	.00	.00
C. Itou International Petroleum Co. Ltd.	Japan	.00	.00	71 759.20	196.06
Citgo Petroleum Corporation	Gulf Coast, U.S.A.	39 643.70	262.54	.00	00
Clark Oil & Refining Corporation	Blue Island, Illinois	805 236.30	5 332.69	828 172.90	2 262.77
Coastal States Trading Inc.	Gulf Coast, U.S.A.	60 283.80	399.23	.00	.00
Conoco Inc.	Billings, Montana	396 717.40	2 627.27	178 746.90	488.38
Consumers Power	Marysville, Michigan	29 823.60	197.51	106 760.40	291.70
Exxon Company, U.S.A.	Billings, Montana	26 127.25	173.03	48 655.80	132.94
Farmers Union Central Exchange, Incorp.	Laurel, Montana	398 864.30	2 641.49	871 824.85	2 382.04
Gladieux Refining Co.	Fort Wayne, Indiana	18 493.00	122.47	.00	.00
Koch Refining Company	Pine Bend, Minnesota	3 208 050.20	21 245.37	7 968 962.70	21 773.12
Laketon Refining Corp.	Laketon, Indiana	183 758.90	1 216.95	385 338.50	1 052.84
Marathon Petroleum Company	Detroit, Michigan	462 780.90	3 064.77	745 500.90	2 036.89
Mobil Oil Corporation	Ferndale, Washington	94 516.10	625.93	.00	.00
	Joliet, Illinois	1 317 619.30	8 725.96	1 834 764.60	5 013.02
Montana Refining Company	Great Falls, Montana	4 769.60	31.59	.00	.00
Murphy Oil USA Inc.	Superior, Wisconsin	178 837.30	1 184.35	321 729.70	879.04
NOCO Energy Corp.	Tonawanda, New York	52 750.60	349.34	174 959.10	478.03
Petrogulf Oil and Refining Ltd.	Gulf Coast, U.S.A.	41 349.30	273.84	.00	.00
Phibro Energy Inc.	Gulf Coast, U.S.A.	50 219.50	332.58	.00	.00
Providence Petroleum Inc.	Gulf Coast, U.S.A.	48 393.70	320.49	.00	.00
Rock Island Refining Corporation	Rock Island, Indiana	871.60	5.77	.00	.00
Shell Oil Company	Anacortes, Washington	147 335.20	975.73	198 906.20	543.46
Standard Oil Company	Toledo, Ohio	96 909.70	641.79	.00	.00
Sun Oil Trading Company	Marcus Hook, Penn	99 929.20	661.78	.00	.00
	Gulf Coast, U.S.A.	50 042.30	331.41	.00	.00
	East coast, U.S.A.	42 152.10	279.15	.00	.00
	Marysville, Michigan	274 494.60	1 817.85	106 258.50	290.32
Texaco U.S.A.	Anacortes, Washington	362 628.00	2 401.51	.00	.00
Total Petroleum, Inc.	Alma, Michigan	124 746.50	826.14	142 436.70	389.17
U.S. Oil & Refining Co.	Washington	16 709.30	110.66	.00	.00
	Ohio	320 032.90	2 119.42	195 631.70	534.51
Union Oil Company of California	Lemont, Illinois	339 497.70	2 248.33	714 265.00	1 951.55
United Refining Company	Warren, Pennsylvania	1 068 709.80	7 077.55	1 694 064.49	4 628.59
Various	Various	67 088.10	444.29	45.30	.12
TOTAL		11 726 619.25	77 659.73	18 262 537.16	49 897.64

4 (a) Exports of Canadian Crude and Equivalent - 1985[e]

Light Crude Oils including Condensate: 33 406 cubic metres per day
Heavy Crude Oils : 41 901 cubic metres per day

Total 75 307 cubic metres per day

(e) — Estimated

Oil

5. Export Charges in 1985 for Crude Oil
(Dollars per Cubic Metre)

Type	Jan.[a]	Feb.	Mar.	Apr.	May	June[b]
Mixed Blend	32.55	12.70	25.30	36.30	36.30	36.30
Waterton Condensate	23.10	5.15	17.75	28.75	28.75	28.75
Light Canadian Sour	31.00	13.05	25.65	36.65	36.65	36.65
Reagan	34.20	16.25	28.85	39.85	39.85	39.85
Rangeland	33.65	15.70	28.30	39.30	39.30	39.30
Lloydminster-type Blends	34.50	10.25	22.85	31.35	31.35	31.35
Wainwright/Kinsella Blend	32.45	8.20	20.80	29.30	29.30	29.30
Fosterton	41.50	16.30	28.90	37.40	37.40	37.40
Smiley-Coleville	32.65	8.40	21.00	29.50	29.50	29.50
Bow River	36.45	12.20	24.80	33.30	33.30	33.30
Midale	39.50	15.25	27.85	36.35	36.35	36.35
Chauvin	32.80	8.55	21.15	29.65	29.65	29.65
Cold Lake	21.35	—	9.70	18.20	18.20	18.20

a— Before the general reduction of $8.50 per cubic metre.

b— Administered pricing ended on 1 June. Export charges continued to be paid on exports in June which originated from 31 May inventories.

Oil

6. Export Charges in 1985 for Refined Petroleum Products (Dollars per Cubic Metre)

Type	Jan.	Feb.	Mar.	April	May
(ONTARIO, PRAIRIE PROVINCES AND BRITISH COLUMBIA)					
Motor Gasoline					
ex Ontario	26.20	17.00	15.00	15.00	15.00
ex Prairies	26.20	11.00[a]	—	—	—
ex B.C.	30.89	20.00	18.00	18.00	18.00
Middle Distillate					
ex Ontario	35.61	21.00	18.00	18.00	18.00
ex Prairies	30.89	18.00[a]	12.00	12.00	12.00
ex B.C	30.89	24.00	21.00	21.00	21.00
Heavy Fuel Oil					
ex Ontario	37.20	34.00	28.00	22.00	16.00
ex Prairies	30.89	30.89	28.00	22.00	16.00
ex B.C	46.41	48.55	48.03	48.03	48.03
Partially Processed Oil	26.20	11.00	11.00	11.00	11.00
Asphalt	30.89	30.89	28.00	22.00	16.00
(EASTERN CANADIAN REFINERIES, QUEBEC AND ATLANTIC PROVINCES)					
Petroleum Products[b]					
ex Montreal Refineries	52.28	54.42	53.93	53.93	53.93
ex Other Refineries	46.41	48.55	48.03	48.03	48.03
Asphalt	38.01	38.73	38.73	36.68	36.68

a— The charge on motor gasoline and middle distillate produced in the Prairie Provinces and exported on or after 15 February is nil and $12.00 per cubic metre, respectively.

b— Petroleum products include motor gasoline and gasoline components, middle distillate, heavy fuel oil and partially processed oil.

Note: Effective 1 June 1985 exports of refined petroleum products are no longer subject to a charge.

Oil

7. Exports of Petroleum Products and Imports of Heavy Fuel Oil
(Cubic Metres)

	Exports						Imports
Month	Partially Processed Oil	Motor Gasoline and Jet B	Heavy Fuel Oil	Middle Distillate	Asphalt	Total	Heavy Fuel Oil
January	81 263.7	51 828.8	133 470.2	102 430.5	484.0	369 477.2	190 738.9
February	21 902.7	265 375.2	148 874.0	298 353.7	387.8	734 893.4	141 760.8
March	28 110.6	364 404.1	122 357.9	245 053.7	2 677.5	762 603.8	158 040.4
April	36 157.3	271 608.8	158 043.3	357 039.0	4 658.6	827 507.0	104 615.0
May	74 884.2	516 248.3	155 236.9	336 420.0	32 316.6	1 115 106.0	109 800.0
June	10 631.2	88 841.1	167 483.6	68 711.7	0	335 667.6	0
July	7 427.6	178 854.9	139 886.8	67 775.9	0	393 945.2	0
August	23 630.9	114 937.7	166 869.4	126 123.0	0	431 561.0	0
Sept.	17 662.2	183 820.9	175 792.8	372 664.2	0	749 940.1	0
Oct.	49 449.1	128 000.7	109 775.7	376 541.4	0	663 766.9	0
Nov.	5 491.4	232 692.1	216 847.4	271 092.9	0	726 123.8	0
Dec.	7 865.0	306 535.0	173 047.0	302 601.0	0	790 048.0	0
TOTAL	364 475.9	2 703 147.6	1 867 685.0	2 924 807.0	40 524.5	7 900 640.0	704 995.1

Note: Effective 1 June 1985 exports of asphalt and imports of heavy fuel oil are no longer subject to authorization by the Board

Oil

8. Exchanges of Crude Oil and Equivalent with the United States via Mid-Continent Pipeline Systems—January to May 1985 (Cubic Metres)

Licence Holder	Exchange Partner	Exported	Imported
Imperial Oil Ltd.	Gladieux	3 438	0
Petro Canada Inc.	Murphy	10 152	9 612
Shell Canada Ltd.	Shell Oil Co.	257 453	270 027
Shell Canada Ltd.	Conoco Inc.	119 531	132 416
Suncor	Sun Oil	94 445	84 239
TOTAL		485 019	496 294

8.(a) Estimate of Exchanges of Crude Oil and Equivalent with United States via Mid-Continent Pipeline Systems - 1985

Exports	989 129
Imports	970 238

Electricity

1. Certificate Issued During 1985 Approving an International Power Line

Applicant	Certificate No.	Issued	Facilities	Hearing Commenced	Estimated Cost ($)
1. Hydro-Québec	EC-III-22	7 March 1985	One 120 kV single circuit international power line extending 17.6 km from the Bedford substation to a point on the international boundary line located 450 m east of international marker 620A in the municipality of Saint-Armand-Ouest in the Province of Québec.	1 October 1984	1 100 000

Electricity

2. Order Issued During 1985 Relating to International Power Lines

Applicant	Order No.	Issued	Facilities
1. Hydro-Québec	XE-1-85	12 Nov. 1985	One international power line extending from the distribution transformer designated as M2KIC, to a point on the international boundary line located 6 m north-east of marker no. 353A in the municipality of Saint-Théophile. This single circuit single phase line operates at a nominal voltage of 120/240 V.

Electricity

3. Licences Issued During 1985 to Export Electric Power and Energy

Applicant	Class	Megawatts	Annual Gigawatt Hours	Term From	Term To	Hearing Commenced	Issued	Licence No.
1. Hydro-Québec	Firm	150	1314	85-09-22	95-09-22	1 Oct. 1984	25 Jan. 1985	EL-168
2. Hydro-Québec	Interruptible[a]	—	1752	85-09-01	96-02-29	1 Oct. 1984	25 Jan. 1985	EL-169
3. Manitoba Hydro	Firm	500	3405	93-05-01	05-04-30	5 Nov. 1984	12 Feb. 1985	EL-170
4. Hydro-Québec	Firm	48	205	86-03-15	90-11-30	24 Sep. 1985	19 Nov. 1985	EL-171
5. Hydro-Québec	Interruptible[b]	100	657	86-01-01	90-12-31	24 Sep. 1985	19 Nov. 1985	EL-172
6. Hydro-Québec	Interruptible	40	263	86-01-01	90-12-31	24 Sep. 1985	19 Nov. 1985	EL-173

a — limited by exports under licence EL-168

b — limited by exports under licences EL-171 and EL-173

Electricity

4. Orders Issued During 1985 Relating to Export of Electric Power and Energy

Applicant	Class	Kilowatts	Annual Kilowatt Hours	Term From	Term To	Issued	Order No.
1. St. Lawrence Power	Interruptible	–	250 000 000	85-05-01	88-04-30	19 Apr. 1985	ELO-188
2. Hydro-Québec	Firm	20	35 000	85-04-15	88-04-14	13 Mar. 1985	ELO-189
3. Hydro-Québec	Firm	75	200 000	85-04-15	88-04-14	13 Mar. 1985	ELO-190
4. Hydro-Québec	Firm	20	100 000	85-04-15	88-04-14	13 Mar. 1985	ELO-191
5. Hydro-Québec	Firm	35	65 000	85-04-15	88-04-14	13 Mar. 1985	ELO-192
6. Hydro-Québec	Firm	65	200 000	85-04-15	88-04-14	13 Mar. 1985	ELO-193
7. Hydro-Québec	Firm	10	15 000	85-04-15	88-04-14	13 Mar. 1985	ELO-194
8. Hydro-Québec	Firm	2	2 000	85-04-15	88-04-14	13 Mar. 1985	ELO-195
9. Hydro-Québec	Firm	57	150 000	85-04-15	88-04-14	13 Mar. 1985	ELO-196
10. The New Brunswick Electric Power Commission	Equichange	30 000	250 000 000	85-04-03	88-04-02	3 Apr. 1985	ELO-197
11. Ontario Hydro	Firm	100	200 000	85-05-15	88-05-14	14 May 1985	ELO-198
12. The Canadian Transit Company	Firm	100	25 000	85-08-01	88-07-30	27 May 1985	ELO-199
13. Manitoba Hydro	Firm	900	7 884 000	85-10-01	88-09-30	22 Aug. 1985	ELO-200
14. The New Brunswick Electric Power Commission	Firm	200	250 000	85-10-21	88-10-20	22 Aug. 1985	ELO-201
15. The New Brunswick Electric Power Commission	Firm	40	75 000	85-10-21	88-10-20	22 Aug. 1985	ELO-202
16. The New Brunswick Electric Power Commission	Firm	50	20 000	85-10-21	88-10-20	22 Aug. 1985	ELO-203
17. The Detroit and Canada Tunnel Corporation	Firm	300	2 000 000	85-12-01	88-11-30	26 Nov. 1985	ELO-204
18. British Columbia Hydro And Power Authority	Firm	200	600 000	85-12-01	88-11-30	26 Nov. 1985	ELO-205
19. The New Brunswick Electric Power Commission	Firm	50 000	230 000 000	85-12-01	86-10-31	27 Nov. 1985	ELO-206
20. Cedars Rapids Transmission Company	Firm	–	20 000 000	86-01-01	88-12-31	26 Nov. 1985	ELO-207
21. The New Brunswick Electric Power Commission	Carrier Transfer	50 000	250 000 000	85-12-01	88-11-30	26 Nov. 1985	ELO-208

Electricity

5. Exports of Electric Energy (Megawatt Hours)

Exporter	Licence Number	Licence Authorization		Gross Energy Exported			Reported Dollar Value of Export	
		Firm	Interruptible	Firm	Interruptible	Exchange[a]	Firm	Interruptible
NEW BRUNSWICK								
1. Maine and New Brunswick Electrical Power Company Limited	EL-22	250 000	--	76 520			1 364 344	
	EL-23	—	25 000	—	—	--	—	—
2. Fraser Inc.	EL-122	400 000	—	341 380	—	—	15 697 994	—
	EL-123	—	50 000	—	—	—	—	—
3. The New Brunswick Electric Power Commission	EL-64	3 504 000	—	290 239	—	-930	26 358 750	—
	EL-137	876 000	—	854 213	—	-10 767	52 016 170	—
	EL-138	876 000	—	854 213	—	-10 767	51 910 384	—
	EL-139	92 000	—	46 829	—	2 976	3 098 837	—
	EL-140	—	6 482 400[b]	—	3 277 664	-86	—	158 582 723
	EL-141	1 226 400	—	—	—	400 043	—	—
	EL-142	140 000	—	—	—	—	—	—
	EL-143	—	300 000	—	175 086	-8 479	—	10 704 511
	EL-144	250 000	—	—	—	—	—	—
	EL-145	—	179 000	—	—	-454	—	—
	EL-150	1 138 000	—	213 553	—	-2 691	12 999 119	—
	AO-1-ELO-197	50	—	—	—	—	—	—
	ELO-201		—		—	—		—
	to ELO-203	345	—	246	—	—	19 373	—
	ELO-206	230 000	—	475	—	—	-147 947	—
	ELO-208	250 000	—	—	—	—	—	—
TOTAL				2 677 668	3 452 750	362 893	163 612 918	169 287 234
QUEBEC								
4. Cedars Rapids Transmission Company Company Limited	ELO-207	20 000	—	—	—	--	—	—
5. Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	—	3 000 000	—	—	124 052 630	—
	*EL-131	—	320 000	—	—	—	—	—
	*EL-132	189 000	—	100 329	—	—	4 211 521	—
	*EL-133	—	525 000[c]	—	136 763	—	—	5 818 182
	EL-151	—	7 000 000	--	330 281	—	—	12 932 558
	EL-152	--	23 564 000[d]	—	836 673	—	—	25 482 394
	EL-153	—	23 564 000[d]	—	4 804 699	-6 373	—	143 120 907
	EL-154	11 220 000[e]	—	—	—	—	—	--
	EL-155	13 140 000[e]	—	—	—	—	—	—
	EL-156	25 000	—	—	—	2 647	—	—
	EL-168	1 314 000	—	322 166	—	—	14 659 883	—
	EL-169	—	1 752 000[f]	—	53 367	-96	—	1 654 112
	ELO-180							
	to ELO-182							
	and ELO-189							
	to ELO-196	1 807	—	707	—	—	74 595	—
TOTAL			—	3 423 202	6 161 783	-3 822	142 998 629	189 008 153

Electricity

5. (cont'd) Exports of Electric Energy (Megawatt Hours)

Exporter	Licence Number	Licence Authorization		Gross Energy Exported			Reported Dollar Value of Export	
		Firm	Interruptible	Firm	Interruptible	Exchange[a]	Firm	Interruptible
ONTARIO								
6. Ontario Hydro	EL-32	15 000	–	873	–		1 747	–
	EL-134	–	10 000 000	–	–	980 575	–	–
	EL-135	10 500 000	–	3 895 438	–	–	174 580 941	–
	EL-136	–	25 000 000[g]	–	4 665 911	239 144	–	175 498 612
	ELO-198	200	–	5	–	–	480	–
7. Canadian Niagara Power Company Limited	EL-161	–	500 000	–	434 760	8 283	–	18 701 282
8. Boise Cascade Canada Ltd.	ELO-177	–	70 000	–	143	–	–	48 133
9. The Detroit and Windsor Subway Company	ELO-204	2 000	–	1 138	–	–	–	–
10. The Canadian Transit Company	ELO-199	25	–	24	–	–	–	–
11. St. Lawrence Power Company	EL-158	–	250 000	–	–	21	–	–
	EL-159	–	150 000	–	97 774	–	–	3 205 748
	EL-160	–	150 000	–	–	5 892	–	–
	ELO- 188	–	250 000	–	232 707	–	–	7 231 196
TOTAL				3 897 478	5 431 295	1 233 915	174 583 168	204 684 971
MANITOBA								
12. Manitoba Hydro	EL-97	–	1 500 000	–	1 256 735	–	–	17 504 788
	EL-98	876 000	–	175 570	–	–	6 157 197	–
	EL-99	262 800	–	227 045	–	–	3 719 651	–
	EL-100	800 000	–	–	–	–	–	–
	EL-101	2 500 000	–	–	–	19 700	–	–
	EL-102	3 270 000	–	–	–	–	–	–
	EL-103	–	12 000 000[h]	–	3 930 599	-1 866	–	67 568 361
	ELO-176 and ELO-200	7 899	–	1 850	–	–	57 278	–
	ELO-186	131 000	–	50 010	–	–	1 128 459	–
TOTAL				454 475	5 187 334	17 834	11 062 585	85 073 149

Electricity

5. (cont'd) Exports of Electric Energy (Megawatt Hours)

Exporter	Licence Number	Licence Authorization		Gross Energy Exported			Reported Dollar Value of Export	
		Firm	Interruptible	Firm	Interruptible	Exchange[a]	Firm	Interruptible
SASKATCHEWAN								
13. Saskatchewan Power	EL-117	438 000	–	11 650	–	–	1 760 175	–
	EL-119	–	876 000[i]	–	116 095	35 255	–	1 516 024
	EL-120	876 000[i]	–	–	–	–	–	–
TOTAL				11 650	116 095	35 255	1 760 175	1 516 024
BRITISH COLUMBIA								
14. British Columbia	EL-162	6 000 000	–	1 825 880	–	–	52 414 128	–
Hydro and Power	EL-163	–	15 000 000[j]	–	8 448 050	-567 577	–	217 486 804
Authority	EL-164	–	3 000 000	–	–	742 216	–	– *
	ELO-179	–	–	–	–	–	–	–
and	ELO-205	15 500	–	14 562	–	–	648 196	–
15. Cominco Ltd.	EL-146	50 000	–	–	–	–	–	–
	EL-147	–	1 100 000	–	417 743	9 176	–	10 642 500
	EL-148	250 000	–	–	–	65 975	–	–
	EL-149	–	1 000 000	–	–	–	–	–
16. West Kootenay Power and Light Company	ELO-187	50	–	24	–	–	906	–
TOTAL				1 840 466	8 865 793	249 790	53 064 230	228 129 304
TOTAL CANADA[k]				12 304 939	29 215 050	1 895 865	547 081 705	877 698 835

a — Exchange is no value energy. It includes inadvertent and circulating flow, equichange, storage adjustment transfer and wheeling or carrier transfer

b — Total exports should not exceed 6 482.4 GW.h when combined with the amounts exported under Licences EL-64, EL-137, EL-138, EL-150 and Order ELO-206.

c — Total exports should not exceed 525 GW.h when combined with the amount exported under Licence EL-132.

d — Total exports not to exceed 23 564 GW.h when combined with exports made pursuant to another licence under which the energy is transmitted over the lines authorized by Certificate of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-15 and EC 10.

e — Total exports under EL-154 and EL-155 should not exceed 13 140 GW.h when combined together.

f — Total exports should not exceed 1752 GW.h when combined with amounts exported under licence EL-168.

g — Total exports should not exceed 25 000 GW.h when combined with the amount exported under Licence EL-135.

h — Total exports should not exceed 12 000 GW.h when combined with the amounts exported under Licences EL-97, EL-98, EL-99, EL-100, EL-101 and EL-102.

i — Total exports under Licences EL-119 and EL-120 should not exceed 876 GW.h. when combined together.

j — Total exports should not exceed 15 000 GW.h when combined with exports under Licence EL-162.

k — Excludes $460 861 revenue for wheeling, transmission, unit rental and storage transfer charges.

* Expired during 1985

Senior Staff of the Board [1]

Office of the Executive Director

R.St.G. Stephens	Executive Director
G.H. Shaw	Manager, Program Planning and Review
J. Vallières	A/Chief, Internal Audit

Finance Branch

W. Ganim	A/Director

Personnel Branch

J.L. Thompson	Director

Energy Regulation

P.L. Miles	Director General

Economics Branch

M. Segal	Director
R.E. Jackson, Jr.	A/Assistant Director, Economic Analysis
J.S. Oh	Assistant Director, Regulatory Economics and Energy Statistics
E. Ruddick	Assistant Director, Forecasting and Energy Market Analysis

Energy Supply Branch

W.A. Hiles	Director
E. Kutney	Assistant Director, Geology and Reserves
K. Poole	Assistant Director, Gas Supply
G.C. Hos	Assistant Director, Oil and Alternative Energy Supply

Electric Power Branch

A.N. Karas	Director
W.H. Correll	A/Assistant Director, Planning
T. Olszewski	Assistant Director, Operations

Gas Branch

S.R. Ironstone	Director
A.L. Browne	Assistant Director, Gas Industry and Market Analysis
R.S. Green	Assistant Director, Gas Regulations and Licences

Oil Branch

R.M. White	Director
B.P. Leakey	Assistant Director, Evaluation
B.A. Wells	A/Assistant Director, Operations

Pipeline Regulation

K.W. Vollman	Director General

Pipeline Engineering and Operations Branch

E.L.M. Gordon	Director
F. Jeglic	A/Assistant Director, Engineering
G. Byrtus	Assistant Director, Construction and Operations

Financial Regulatory Branch

H.K. Pau	Director
G.S. Johnson	Assistant Director
C.M. Yeates	Assistant Director

Environment and Right of Way Branch

P.A. Carr	Director
J.A. Hodges	Assistant Director, Environment
G.E. Marquardt	Assistant Director, Right-of-Way

Law Branch

F.H. Lamar[2]	General Counsel
S.K. Fraser	Assistant General Counsel

Office of the Secretary

J.S. Klenavic	Secretary
N. Park	A/Assistant Secretary, Communications
G. Laing	Assistant Secretary, Regulatory
T.W. Miles	Assistant Director, Administrative Support

Information Technology Branch

D. Emmens	Director
K.E. Begley	Assistant Director, Professional Services
J.M. Outrata	Assistant Director, Systems Integration

1 As of 31 December 1985

2 Miss S.K. Fraser was appointed General Counsel on 2 January 1986, on the retirement of Mr. F.H. Lamar.

Office national de l'énergie

Rapport annuel 1985

Profil de l'Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie est un organisme fédéral créé par une Loi du Parlement le 2 novembre 1959. Au cours du dernier quart siècle, l'Office a joué un rôle important dans le développement du secteur énergétique au Canada.

En vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, les pouvoirs de réglementation de l'Office comprennent la délivrance de licences pour les exportations de pétrole, de gaz et d'électricité; la délivrance de certificats pour les pipelines interprovinciaux et internationaux et pour les lignes internationales de transport d'électricité et, enfin, l'établissement de droits pour les oléoducs et les gazoducs qui relèvent de la compétence fédérale.

La Loi exige aussi que l'Office étudie l'approvisionnement canadien de tous les principaux produits énergétiques, principalement l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs sous-produits; il examine aussi la demande d'énergie canadienne au Canada et à l'étranger.

L'Office a également des responsabilités précises en vertu de la Loi sur le pipeline du Nord et de la Loi sur l'administration de l'énergie.

Siège social:
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5
(613) 993-6936

Bureau régional:
Office national de l'énergie
4500 - 16^{e} Avenue N.-O.
Calgary (Alberta)
T3B 0M6
(403) 247-4233

Office national de l'énergie

le 27 mars 1986

L'honorable Pat Carney, C.P., député
Ministre de l'énergie,
des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Madame la Ministre,

J'ai l'honneur de vous soumettre le rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice se terminant le 31 décembre 1985, conformément aux dispositions de l'article 91 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, statuts révisés du Canada 1970, chapitre N-6.

Veuillez agréer, Madame la Ministre, l'expression de mes sentiments dévoués.

Le Président

R. Priddle

Tableau de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie a adopté le système international de mesure (SI). Les unités d'énergie les plus souvent utilisées dans ce rapport sont le gigajoule (GJ) et le pétajoule (PJ). Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est l'équivalent d'un million de gigajoules. Une ville de la dimension de Toronto ou de Montréal utilise un pétajoule d'énergie pour tous ses besoins (chauffage, éclairage, transport, etc.) tous les 17 heures environ.

Le tableau de conversion suivant servira aux lecteurs qui connaissent peut-être mieux le système des mesures impériales.

Facteur de conversion approximatif		
1 mètre (m)	=	3,28 pieds
1 kilomètre (km)	=	0,62 mille
1 millimètre (mm)	=	0,039 pouce
1 mètre cube (m^3) de pétrole	=	6,3 barils
1 mètre cube (m^3) de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
1 litre (l)	=	0,22 gallon
1 kilogramme (kg)	=	2,20 livres
1 gigajoule (GJ)	=	0,95 MMBtu ou 0,95 millier de pieds cubes (Mpc) de gaz naturel à 1000 Btu/p^3
1 pétajoule (PJ)	=	0,95 milliard de pieds cubes de gaz naturel ou 165 000 barils de pétrole ou 0,28 térawatt heures d'électricité

Abréviations		
gigajoule (GJ)	=	10^9 J
térajoule (TJ)	=	10^{12} J
pétajoule (PJ)	=	10^{15} J
exajoule (EJ)	=	10^{18} J
kilowatt (KW)	=	10^3 watts
mégawatt (MW)	=	10^3 KW
mégawatt heure (MW.h)	=	10^3 KW.h
gigawatt heure (GW.h)	=	10^6 KW.h
térawatt heure (TW.h)	=	10^9 KW.h

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

No. du Cat. NE 1-1985 F
ISBN 0-662-93718-X

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des matières

Le message du Président 2
Fonctions et responsabilités 4
Organisation 6
Revue des développements énergétiques 10
Aperçu 10
Pétrole brut et produits pétroliers 12
Gaz naturel 14
Électricité 16
Exploration et réserves de pétrole et de gaz naturel 18
Revue des activités de l'Office 22
Audiences et enquêtes publiques 22
Autres activités de l'Office 28
Lois et règlements 38
Annexes 43

Le message du Président

Le 9 janvier 1986, mon prédécesseur, M. C. Geoffrey Edge prenait sa retraite après quinze années comme membre du Conseil des membres de l'Office et les cinq dernières comme Président. Il a joué un rôle de premier plan à la direction de l'Office et dans la prestation de conseils au gouvernement au cours d'années difficiles qui ont présenté de nombreux défis. Les hommages présentés lors de son départ par des représentants du gouvernement et de l'industrie tant du Canada que des États-Unis témoignent de la forte impression faite par M. Edge sur la scène nationale et internationale de l'énergie pendant sa carrière à l'Office.

Au moment où l'Office entreprend son deuxième quart de siècle en 1985, les questions énergétiques constituent toujours un sujet d'une grande importance pour le Canada. Pendant l'année écoulée, le gouvernement a présenté plusieurs nouvelles politiques énergétiques qui ont exigé des modifications au régime de la réglementation. Les deux changements les plus importants, en ce qui concerne le mandat et les méthodes d'opération de l'Office, ont été la disparition des contrôles sur l'établissement du prix et la commercialisation du pétrole brut et des produits pétroliers, le 1er juin 1985 et l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel* qui est entrée en vigueur le 1er novembre 1985.

Un certain nombre de changements dans le rôle et les procédures de l'Office en ont découlé: les redevances à l'exportation de pétrole, gérées par l'Office, ont été éliminées; les restrictions en matière de prix et de volume ont été enlevées dans le cas des exportations de pétrole à court terme; les exportations de gaz naturel à court terme ont été, à toute fin pratique, déréglementées et un système d'établissement du prix tenant pleinement compte du marché a été introduit pour toutes les exportations de gaz.

L'Office a rapidement adapté ses procédures de fonctionnement aux objectifs de ces nouvelles politiques pour éviter des retards dans le traitement des demandes d'exportation de pétrole et de gaz. L'Office a également mis au point des méthodes de surveillance pour évaluer les situations changeantes de l'offre et de la demande et tenir le gouvernement au fait des développements, tout en réduisant au minimum les rapports que devait présenter l'industrie.

Le marché énergétique des États-Unis est directement et indirectement d'une grande importance pour le développement énergétique du Canada. Nos exportateurs font de nouveau face à une forte concurrence: les exportateurs de gaz, en raison d'excédents constants de l'approvisionnement interne et les exportateurs de pétrole et de produits pétroliers, en raison de

marchés mondiaux saturés; la concurrence très forte entre les combustibles eux-mêmes touche toutes les formes d'énergie . À ces pressions commerciales se sont ajoutées des incertitudes au chapitre de la réglementation que l'Office a entrepris de réduire, en présentant officiellement l'opinion des Canadiens aux préposés à la réglementation des États-Unis et au moyen de consultations non officielles entre les organismes.

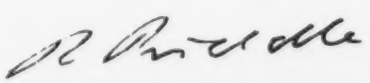
En 1985, les exportations d'électricité ont augmenté. L'Office a approuvé des exportations à long terme du Manitoba et du Québec. Dans ce domaine, on constate également des incertitudes provenant des mesures de réglementation et au niveau de la concurrence aux États-Unis. À nouveau, l'Office a fait connaître, de diverses façons, le point de vue canadien à ses homologues américains.

La fin des forages et la mise en service de l'oléoduc de Norman Wells a constitué la principale activité de construction pipelinière en 1985. L'Office a joué un rôle fondamental à chaque étape de la planification et de la construction de cette canalisation et il en surveillera l'exploitation. Maintenant que cet oléoduc fonctionne, l'Office est responsable des droits et tarifs de même que l'exploitation constante de façon sécuritaire et efficace d'environ 31 000 kilomètres de canalisations au Canada.

L'Office a apporté des modifications internes à l'organisation en 1985, pour mieux tenir compte des changements du régime de réglementation et pour prévoir une coordonnation efficace du travail des employés.

Les activités mentionnées dans ce rapport constituent un témoignage de la diversité et de l'importance de la participation de l'Office dans le domaine de l'énergie en 1985. L'année courante promet d'être aussi fertile en événements. Au début de janvier 1986, d'importantes audiences se déroulaient sur les procédures d'exportation de gaz et sur une étude des droits de la TransCanada PipeLines compte tenu de l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel*. Des audiences ont été prévues sur les droits de la Westcoast Transmission Company Limited et sur un projet important de prolongement du réseau de la société Pipe Line Interprovincial. L'Office a également reçu une demande en vue d'une autre exportation d'une grande quantité d'électricité du Québec. En effet, le niveau d'activité de l'Office au chapitre des audiences en 1986 pourrait fort bien dépasser celui de 1985.

L'Office national de l'énergie est un organisme qui se compose de professionnels de l'énergie et d'employés de soutien qui se consacrent au service de l'intérêt public. L'Office répond promptement et efficacement aux défis de la déréglementation de l'énergie. L'Office est déterminé à demeurer pertinent et à bien réagir au nouveau milieu énergétique créé par les initiatives de politique du gouvernement et par la conjoncture évolutive du marché.



R. Priddle
Janvier 1986

Fonctions et responsabilités

Responsabilités en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie

L'Office a deux responsabilités principales en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie:

- réglementer des secteurs donnés des industries du pétrole, du gaz et de l'électricité dans l'intérêt public, et
- conseiller le gouvernement sur l'exploitation et l'usage des ressources énergétiques.

L'Office a le pouvoir d'enquêter sur un aspect particulier de la situation énergétique et préparer des rapports pour le gouvernement, le Parlement ou le grand public.

Le rôle de réglementation de l'Office est décrit ci-dessous.

La réglementation des taux, droits, tarifs et pratiques comptables

L'Office réglemente les droits et les tarifs des sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral afin de s'assurer qu'ils soient justes et raisonnables et afin d'empêcher toute discrimination.

Les licences et ordonnances d'exportation

L'Office délivre des licences à long terme pour l'exportation de pétrole, de gaz et d'électricité. Ces licences sont normalement délivrées à la suite d'audiences publiques. En délivrant ces licences d'exportation, l'Office doit s'assurer que les quantités d'énergie ne dépassent pas les excédents restants après avoir tenu compte des besoins raisonnablement prévisibles du Canada. L'Office délivre aussi des ordonnances d'exportation à court terme de ces produits, sous réserve des restrictions imposées par le règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI). De plus, l'Office autorise des licences et des ordonnances pour l'importation de gaz naturel.

Les certificats de commodité et de nécessité publiques pour les pipelines et les lignes de transport d'électricité

L'Office accorde des certificats permettant la construction et l'exploitation des pipelines internationaux ou interprovinciaux pour le transport du pétrole, du gaz et des produits pétroliers ainsi que des lignes internationales et interprovinciales désignées de transport d'électricité. Avant la délivrance du certificat, l'Office est tenu d'entendre la requête en audience publique.

Tracé détaillé des pipelines et des lignes de transport d'électricité

Les personnes dont le terrain peut être touché par le tracé d'un pipeline ou une ligne de transport d'électricité approuvés par l'Office peuvent présenter leurs opinions à l'Office au cours d'une audience publique locale. L'Office tient compte de leur déposition lors de l'étude du tracé détaillé définitif du service public.

Ordonnances en matière de pipelines et de lignes de transport d'électricité

L'Office approuve de petits pipelines ou de petites additions ou modifications mineures au réseau pipelinier existant, sans avoir recours à une audience publique. Ces approbations se limitent à des pipelines d'une longueur maximale de 40 kilomètres et à des installations auxiliaires comme les réservoirs, les pompes, les compresseurs et les stations de comptage. L'Office peut aussi autoriser la construction et l'exploitation de lignes internationales de transport d'électricité d'une puissance maximale de 50 kilovolts, sans avoir recours à une audience publique.

La sécurité des canalisations

Les règlements de l'Office sur les pipelines et les gazoducs énoncent les principes qui doivent régir la conception, la construction et l'exploitation sécuritaire des pipelines relevant de sa compétence. Pour assurer que le pipeline est construit et exploité de façon sécuritaire, l'Office fait effectuer des inspections ainsi que des enquêtes et l'examen du rendement du réseau.

Ordonnances de croisement des pipelines par des services publics

Pour améliorer la sécurité du public, l'Office accorde une autorisation préalable au service public devant croiser un pipeline, assurant ainsi la compatibilité de la conception et la réduction des possibilités de dommages à la canalisation. L'Office établit également les conditions en vertu desquelles un pipeline pourra être construit s'il croise un service public existant, s'assurant ainsi de l'intégrité des autres services publics. La construction d'un pipeline qui croise un cours d'eau navigable ou

une voie ferrée exige l'autorisation du ministre des Transports ou de la Commission canadienne des transports.

La protection de l'environnement

L'Office étudie attentivement les incidences environnementales de tout projet de construction et d'exploitation d'un oléoduc, d'un gazoduc, d'une ligne internationale de transport d'électricité; les évaluations se font au moyen d'audiences publiques et de la vérification de l'inspection effectuée par les sociétés sur la construction et l'exploitation. Cela assure que les répercussions négatives des nouveaux travaux sur le poisson, la faune, l'utilisation des terres, la santé de l'environnement et la sécurité seront minimes.

Les incidences socio-économiques

L'Office surveille les plans d'actions socio-économiques d'une société pipelinière, mène des enquêtes et passe en revue le rendement lorsqu'il y a lieu. Il publie également des lignes directrices en vue de la préparation d'évaluations de l'incidence socio-économique régionale des projets de gazoducs et d'oléoducs.

Responsabilités en vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie

En vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie, l'Office gère le prix de vente du gaz naturel d'une province productrice pour usage à l'extérieur de la province de production sur les marchés internes et d'exportation.

Responsabilités en vertu de la Loi sur le Pipe-line du Nord

Les responsabilités statutaires de l'Office à l'égard de la portion canadienne du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska portent principalement sur le financement, l'approbation des cahiers des charges des canalisations, la délivrance d'ordonnances de mise en service ainsi que sur la réglementation de l'exploitation du pipeline. Les activités de l'Office pourraient, toutefois, être négligeables, en vertu de la Loi sur le Pipeline du Nord, jusqu'à ce que les principaux travaux soient lancés.

Accès public et participation

L'Office est une cour d'archives. Sauf exceptions précises, se rapportant à la confidentialité de renseignements sur l'établissement de prix concurrentiels, les délibérations de l'Office sont effectuées à partir de renseignements déposés publiquement et disponibles à tous. Dans le cas d'importantes demandes et enquêtes, l'Office tient des audiences publiques au cours desquelles les requérantes et les personnes intéressées ont plein droit de participation dans la langue de leur choix. Afin que les parties aient l'occasion de discuter de leurs inquiétudes ou de leurs questions, l'Office donne un préavis raisonnable des audiences et accorde un temps suffisant aux parties pour répondre aux demandes de renseignements. De plus, l'Office publie tous les trimestres un État des projets de réglementation sur les sujets qui seront étudiés par l'Office, de même que des bulletins d'information sur diverses questions relatives aux activités de l'Office.

L'application des décisions de l'Office

Lorsque l'Office est disposé à accorder un certificat relatif à un pipeline ou à une ligne de transport d'électricité ou à délivrer une licence d'exportation de gaz naturel ou d'électricité, d'importation de gaz naturel, d'exportation à long terme de pétrole, il en fait rapport au gouverneur en conseil par l'intermédiaire de la ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Si la délivrance du certificat est approuvée par le gouverneur en conseil, l'Office délivre alors le certificat. Lorsqu'il s'agit d'une requête relative à l'exportation ou à l'importation, la licence délivrée par l'Office entre en vigueur dès son approbation par le gouverneur en conseil. Les motifs de la décision de l'Office sont diffusés à titre de documents publics. Les décisions de l'Office en matière de droits et de tarifs sont prises sans avoir recours au gouverneur en conseil, tout comme la majorité des décisions quotidiennes de l'Office.

Révision et appel des décisions de l'Office

L'Office peut réviser, annuler ou changer toute ordonnance ou décision par lui rendue ou il peut tenir une nouvelle audience d'une demande avant d'en décider. Il peut également modifier un certificat ou une licence qu'il a délivrés, mais les changements de ce genre ne sont pas valides tant qu'ils n'ont pas été approuvés par le gouverneur en conseil. Les parties peuvent demander à l'Office de réviser une ordonnance ou une décision ou de modifier une licence ou un certificat.

Une décision ou une ordonnance de l'Office peuvent faire l'objet d'un appel auprès de la Cour d'appel fédérale, pourvu que cet appel soit fondé sur un point de droit ou de juridiction.

Dépens adjugés

L'Office n'adjugera pas de dépens aux participants à ses instances[1]. Toutefois, dans le cas d'audiences sur le tracé détaillé, l'Office peut établir un palier approprié de compensations à verser aux propriétaires fonciers à l'égard des frais encourus par la participation à l'audience.

---

1 En 1985, l'Office a référé à la Cour d'appel fédérale la question de l'autorité de l'Office d'adjuger des dépens en rapport avec son audience sur l'emplacement d'une installation de gaz propane à Flamborough (Ontario) dont la société Pipe Line Interprovincial Limitée proposait la construction. On prévoit que cette question sera débattue devant la Cour d'appel fédérale en avril 1986.

Organisation

Membres de l'Office national de l'énergie

M. R. Priddle a pris les fonctions de Président le 10 janvier 1986 après le départ à la retraite de M. C.G. Edge. Voici la liste des membres de l'Office au 31 décembre 1985.

C.G. Edge	Président
R.F. Brooks	Vice-président
L.M. Thur	Vice-président associé
W.A. Scotland	Vice-président associé
A.D. Hunt	Vice-président associé
J. Farmer	Membre
J.R. Jenkins	Membre
J.R. Hardie	Membre
J.L. Trudel	Membre
R.B. Horner, c.r.	Membre
W.G. Stewart	Membre
A.B. Gilmour	Membre temporaire

M. E.S. Bell, M. J. Heath et M. R. Laking ont agi à titre de membres temporaires de l'Office pour une partie de 1985.

Comités permanents

L'Office attribue une grande partie de ses travaux permanents de réglementation à cinq comités permanents composés chacun d'un quorum de trois membres de l'Office. En outre, certains membres et des cadres supérieurs de l'Office participent aux travaux de comités qui traitent de questions se rapportant à la réglementation ou à la gestion interne de l'Office.

Les comités permanents renvoient devant le Conseil des membres de l'Office toutes les questions qui traitent de politique générale ou qui requièrent la tenue d'une audience publique. À l'exception des fonctions décrites ci-dessous, les comités permanents ne délivrent ni ne modifient les certificats ou les licences et ils ne peuvent pas non plus décider des questions qui nécessitent la tenue d'une audience publique. Les membres et les comités permanents de l'Office au 31 décembre 1985, de même que leurs responsabilités, sont indiqués ci-dessous. La composition des comités permanents varie à des intervalles appropriés afin de fournir aux membres l'occasion de se familiariser avec tous les aspects des travaux de l'Office. Le premier membre nommé de chaque comité permanent est le Président du comité permanent et le quatrième est le membre suppléant. Le Président de l'Office est membre d'office de tous les comités permanents et comités.

Comité permanent du pétrole
Délivre des licences pour l'exportation de pétrole et de produits pétroliers; réglemente les questions de traffic et de discrimination des oléoducs; conseille la Ministre en ce qui concerne les questions énergétiques du domaine pétrolier en général et surveille les exportations de pétrole selon les exigences de l'*Accord de l'Ouest* et fait rapport.

W.A. Scotland
J. Farmer
J.R. Hardie
R.F. Brooks

Comité permanent du gaz
Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les questions relatives au gaz naturel, au propane, aux butanes et à l'éthane et aussi sur les questions relatives au traffic et à la discrimination des services des gazoducs; approuve l'établissement du prix et les autres modifications aux contrats d'exportation de gaz, et, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil, délivre des modifications concordantes aux licences d'exportation de gaz; délivre des ordonnances à court terme et conseille la Ministre sur toutes les questions relatives au marché du gaz naturel exporté.

A.D. Hunt
R.B. Horner
A.B. Gilmour
R.F. Brooks

Comité permanent de l'électricité
Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne toutes les questions relatives à l'électricité; délivre des ordonnances d'exemption et d'exportation d'électricité et conseille la Ministre sur des questions relatives à l'électricité.

L.M. Thur
J.R. Hardie
J.L. Trudel
J.R. Jenkins

Comité permanent des pipelines
Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les questions relatives à la construction, à l'exploitation et à l'entretien des pipelines, notamment des considérations d'ordre sécuritaire et environnemental.

J.R. Jenkins
R.B. Horner
A.B. Gilmour
A.D. Hunt

Comité permanent de la réglementation financière
Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne les droits exigés par les sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office.

W.G. Stewart
J. Farmer
J.L. Trudel
L.M. Thur

Comités

Les comités de l'Office étudient des questions qui se rapportent aux procédures internes et à la gestion de l'Office. Les membres du comité au 31 décembre 1985 et leurs responsabilités apparaissent ci-dessous. Le premier membre nommé de chaque comité est le Président du comité.

Comité de vérification interne
Effectue des vérifications et étudie leurs résultats afin de s'assurer que les opérations de l'Office sont administrées de façon efficiente, économique et efficace.

C.G. Edge
R.F. Brooks
L.M. Thur
R. St. G. Stephens

Comité du processus de réglementation
Étudie et fait la revue de tous les aspects du processus de réglementation et recommande à l'Office des mesures conçues pour améliorer l'efficacité et l'efficience des règlements.

R.F. Brooks
L.M. Thur
J.S. Klenavic
S.K. Fraser

Comité exécutif
Exerce les pouvoirs de l'Office en ce qui concerne des questions générales à long terme qui touchent l'Office.

C.G. Edge
R.F. Brooks
L.M. Thur
W.A. Scotland
A.D. Hunt
R. St. G. Stephens

Personnel

Pour l'exercice financier 1985-1986, le budget de l'Office s'est élevé à 27 millions de dollars et le nombre d'années-personnes à 466.

Les bureaux et la Direction de l'Office sont décrits ci-dessous; la liste des cadres de l'Office se trouve à la dernière page couverture du présent rapport.

Le Directeur exécutif est le principal cadre de l'Office dont les responsabilités comprennent la gestion générale de l'Office, l'acquisition et la répartition de ressources humaines et financières et l'efficience et l'efficacité des activités et des opérations de l'Office.

La Direction des finances coordonne et administre les politiques financières en vertu desquelles l'Office fonctionne et fournit des conseils et des services à l'égard des activités financières.

La Direction du personnel fournit des conseils et des services dans le domaine de la dotation, de la planification et de la formation des ressources humaines, des programmes d'action positive pour les minorités visibles, des langues officielles, de la classification, des relations avec le personnel et de la rémunération et des avantages sociaux.

Le directeur général, réglementation de l'énergie est responsable de l'intégration de toutes les activités du personnel portant sur la réglementation des exportations d'énergie. Cela comprend la planification et la coordination de tout le travail touchant la réglementation des exportations du pétrole, du gaz et de l'électricité en vertu de la Partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie, de même que la coordination de l'analyse de toutes les questions se rapportant à la demande, à l'offre et aux excédents d'énergie en vertu de la Partie II de la Loi.

La Direction de l'économique fournit des conseils à l'Office sur des sujets d'ordre économique et socio-économique et elle gère un service de statistiques en matière d'énergie. Elle prépare des projections de la demande d'énergie au Canada et maintient une surveillance sur des études semblables effectuées aux États-Unis. Les responsabilités de la direction comprennent l'analyse des répercussions des projets énergétiques proposés sur l'économie et les conditions socio-économiques du Canada et de ses régions. Elle évalue aussi jusqu'à quel point les Canadiens auront la possibilité de participer à ces projets.

Pour l'exercise financier 1985-1986, le budget de l'Office s'est élevé à 27 millions de dollars et le nombre d'années-personnes à 466.

La Direction des approvisionnements énergétiques est chargée de conseiller l'Office sur les questions d'exploration, de forage et de production, des prévisions sur les tendances de l'approvisionnement en pétrole et en gaz à partir des sources classiques, des sables pétrolifères, des sources synthétiques et les régions pionnières. La Direction calcule de façon indépendante des réserves et la possibilité de livraison du gaz, de même que les réserves et le potentiel de production de pétrole. Le bureau de Calgary de la Direction se charge du calcul, pour chaque gisement, des réserves de gaz et de pétrole.

La Direction de l'électricité conseille l'Office sur des questions relatives à la délivrance de licences d'exportation d'électricité, de certificats relatifs aux lignes internationales de transport d'électricité de même que de la surveillance réglementaire. Cette direction prépare également des prévisions de l'offre et de la demande d'électricité pour les utiliser lors des demandes en matière d'électricité ou autres; elle surveille la situation du marché américain de l'électricité et donne des conseils à l'Office sur les questions se rapportant à la production, au transport, à la vente et à l'échange d'électricité relevant de la compétence du gouvernement fédéral.

La Direction du gaz conseille l'Office sur toute l'activité de réglementation relative au gaz naturel et aux produits du gaz, notamment la réglementation de toutes les questions se rapportant au traffic et à la discrimination des services de gazoduc et l'exportation de gaz et de produits gaziers au moyen d'ordonnances et de licences. La direction est aussi chargée de la surveillance et du contrôle de toutes les questions associées aux obligations de l'Office dans le cadre de l'administration des prix du gaz canadien en vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie. La direction a également un service de statistiques, qui est responsable de la collecte et de la diffusion de toutes les données opérationnelles relatives à la consommation et au transport du gaz et des produits gaziers. De même, la direction est responsable de la préparation de prévisions à court terme de la demande, tant au Canada qu'à l'exportation, de gaz et de produits gaziers. De plus, la

direction joue un rôle d'appui pour toutes les autres activités réglementaires se rapportant au gaz et aux produits gaziers.

La Direction du pétrole est chargée de fournir des conseils dans le domaine général des questions énergétiques liées au pétrole, y compris les marchés pétroliers, le transport, le traitement, la distribution et l'équilibre à court terme de l'offre et de la demande pour les charges d'alimentation et les produits pétroliers. La direction conseille l'Office sur des questions de traffic dans les canalisations et elle étudie les prix d'exportation du pétrole brut, des produits pétroliers intérieurs et des prix internationaux du pétrole.

Le directeur général, réglementation des pipelines, est chargé de l'intégration de toutes les activités du personnel à l'égard de la réglementation des pipelines de gaz, de pétrole et de produits pétroliers. Cela comprend la conception, la construction, l'exploitation, la sécurité et les questions d'ordre environnemental précisées en vertu de la Partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie et les questions concernant le traffic, les droits et les tarifs en vertu de la Partie IV de la Loi.

La Direction de l'environnement et des emprises est chargée de fournir des conseils à l'Office à l'égard de l'évaluation de la protection de l'environnement et de l'acquisition de terrains pour les pipelines et les lignes internationales de transport d'électricité. La direction évalue des mémoires provenant des propriétaires fonciers touchés par le tracé détaillé de ces installations, elle vérifie la justesse des acquisitions des emprises et évalue les exigences techniques en matière de croisements des pipelines par des tiers.

La Direction du génie et des opérations des pipelines est principalement chargée de conseiller l'Office sur des questions relatives aux certificats pipeliniers délivrés en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie et à la réglementation de la sécurité des installations pipelinières qui relèvent de la compétence de l'Office. La direction est la principale source consultative de l'Office sur les questions techniques comprises dans les requêtes déposées par les sociétés pipelinières en vue de la construction et des droits des installations.

La Direction de la réglementation financière est principalement chargée des ta x, droits et tarifs, des conseils financiers, de la vérification des redevances d'exportation du pétrole et des frais de transport en vertu de domaines précis de la Loi sur l'Office national de l'énergie et de la Loi sur l'administration de l'énergie. Elle est également chargée de la vérification des comptes des sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office et de la surveillance du rendement économique des pipelines.

La Direction du contentieux est chargée de fournir des conseils juridiques à l'Office sur toutes les questions se rapportant aux pouvoirs et responsabilités de l'Office, elle agit à titre de conseiller juridique de l'Office au cours des audiences publiques et représente ce dernier lors des délibérations devant la Cour fédérale et la Cour Suprême du Canada.

Le bureau du Secrétaire reçoit toutes les requêtes et les mémoires et en coordonne l'étude par l'Office. Il conseille l'Office sur le calendrier des audiences et il prend toutes les dispositions administratives pour la tenue d'audiences à Ottawa et dans tout le pays.

De plus, le bureau du Secrétaire fournit également un service de relations avec les médias et de relations publiques, des services de publication, la gestion des propriétés et du matériel, un service de gestion des dossiers et il administre la bibliothèque de l'Office. Il gère la Loi sur l'accès à l'information et la Loi sur la protection des renseignements personnels et coordonne la traduction de tous les documents avec le service interne de traduction fourni par le Secrétariat d'État.

La Direction de la technologie informatique est responsable des services des systèmes d'informatique, du soutien au traitement des textes et au traitement des données. Cela comprend un service consultatif sur l'exploitation des ordinateurs, la gestion des données, la conception et l'exploitation des programmes et un service consultatif sur les plus récentes techniques de traitement de données et leurs applications. La direction est aussi responsable de l'intégration des systèmes et services d'information et de traitement pour l'Office.

Revue des développements énergétiques

Aperçu

En 1985 les marchés énergétiques mondiaux ont continué d'être caractérisés par un excédent des approvisionnements. Les producteurs de pétrole brut et de produits pétroliers étaient en concurrence pour obtenir une partie d'un marché en diminution. La disponibilité du gaz naturel dépassait la demande et les réserves d'électricité étaient très élevées.

Prix internationaux du pétrole

L'approvisionnement excédentaire mondial de pétrole a occasionné une diminution marquée des prix internationaux pendant les derniers mois de 1985. L'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) a réalisé que sa part du marché pétrolier mondial continuait à diminuer. Les besoins de liquidités ont amené plusieurs membres à abandonner virtuellement les quotas de production prédéterminés et à offrir des rabais par rapport aux prix officiels. À la fin de 1985, l'OPEP avait décidé de modifier sa politique d'établissement des prix mondiaux du pétrole en une politique de défense de sa part de la production de pétrole. Les commerçants mondiaux de pétrole ont réagi à la concurrence plus marquée au niveau des prix en dépendant de plus en plus de contrats à court terme et des marchés du disponible et en minimisant les inventaires de pétrole brut et de produits pétroliers.

Les événements dans les marchés mondiaux ont entraîné une diminution du coût moyen en dollars américains du pétrole brut importé à Montréal de 3,5 pour cent par rapport au palier de 1984. Toutefois, le prix du brut importé payé en dollars canadiens a augmenté de 2 pour cent en 1985, traduisant la dépréciation continuelle du dollar canadien. À la fin de l'année, on s'attendait de toutes parts à une autre diminution du prix international du pétrole.

Prix du gaz à l'exportation

La diminution des prix mondiaux du pétrole a influencé les prix des combustibles concurrents sur les marchés dans le monde entier. En Amérique du Nord, l'industrie du gaz naturel a été soumise aux pressions occasionnées par la diminution des prix du pétrole, par l'approvisionnement en gaz supérieur à la demande et par des modifications à la politique du gouvernement.

La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis a pris plusieurs initiatives en 1985 pour ouvrir les marchés du gaz américains à une concurrence plus directe. Jusqu'à maintenant, ces modifications de la politique ont occasionné des déplacements commerciaux importants provenant du marché statique du gaz aux États-Unis et des excédents constants de l'approvisionnement. Les ventes au disponible, notamment, ont augmenté rapidement et représentent maintenant environ 30 à 35 pour cent du marché américain entre les états. Les prix du gaz au disponible ont chuté pendant l'année 1985 pour atteindre approximativement 2,00$ US le millier de pieds cubes à la fin de l'année, ce qui a augmenté la pression sur les prix du gaz dans les contrats à plus long terme. Le résultat des initiatives de politique de la FERC et la réaction de l'industrie du gaz naturel aux politiques adoptées influenceront jusqu'à quel point les marchés du disponible s'étendront.

Au début des années 1980, l'excédent des approvisionnements de gaz naturel et l'augmentation de la concurrence sur les marchés du gaz naturel aux États-Unis ont miné la part habituelle du Canada des marchés américains qui était de 5 pour cent. Depuis novembre 1984, la politique d'établissement du prix d'exportation du gaz naturel canadien a permis aux exportateurs de gaz naturel vers les États-Unis

de négocier les prix d'exportation, sous réserve de certaines lignes directrices du gouvernement. Cela a donné lieu à la récupération de notre part historique du marché américain. En 1985, toutefois, l'augmentation des volumes de gaz exporté a été compensée par des prix d'exportation plus bas, ce qui a donné lieu à des recettes d'exportation relativement constantes.

Politique énergétique canadienne

Un régime d'établissement des prix d'exportation du gaz tenant compte du marché a été la première de certaines initiatives en matière de politique énergétique au Canada. En mars 1985, l'*Accord de l'Ouest* mettait fin à un régime d'établissement des prix du pétrole administré au Canada, réduisait la taxation sur l'industrie pétrolière et éliminait effectivement les contrôles sur les exportations de pétrole brut et des produits pétroliers, à compter du 1er juin 1985. À la fin d'octobre 1985, la ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources annonçait qu'une entente sur l'établissement du prix du gaz naturel pour les ventes intérieures avait été conclue avec les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan. L'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel* qui est entrée en vigueur le 1er novembre 1985 fera que le Canada passera d'un régime d'établissement des prix, géré par le gouvernement à un régime d'établissement des prix axé sur le marché afin de promouvoir un marché concurrentiel. Cette entente prévoit:

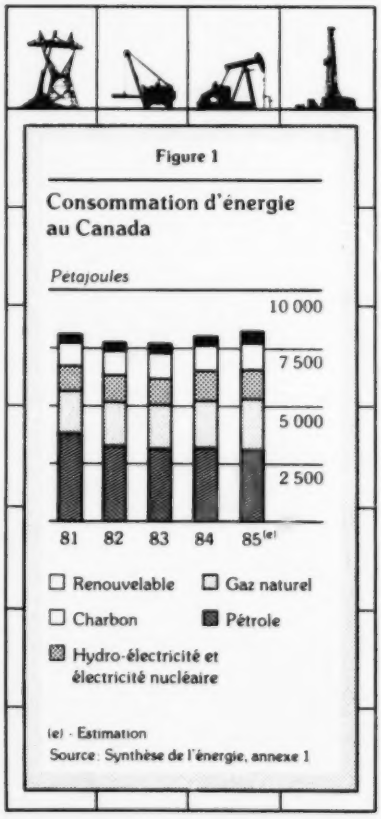
- des ventes directes à des prix et à des conditions qui ont été négociés librement entre les producteurs et les distributeurs pour les usagers industriels d'importance, à condition que les organismes provinciaux de réglementation mettent à leur disposition des services de transport;
- des programmes de commercialisation sur les marchés concurrentiels permettant aux distributeurs d'offrir des rabais pour faire face à la concurrence;
- une révision complète du rôle et des activités des pipelines interprovinciaux et internationaux;
- le gaz produit en Colombie-Britannique et en Saskatchewan aura un accès aux marchés de l'est du Canada; et
- une révision par l'Office national de l'énergie de l'accès aux services de transport dans le réseau de la TransCanada à l'égard de la disponibilité, de la reproduction des frais liés à la demande, du déplacement des ventes et des frais du prendre ou payer.

À compter du 1er novembre 1985, les prix de tout le gaz naturel qui entre dans le commerce interprovincial seront déterminés au moyen de négociations entre les acheteurs et les vendeurs. Au cours de la période de transition de douze mois vers ce système tenant compte du marché commençant le 1er novembre 1985, le prix du gaz à la frontière albertaine pour les contrats existants a été gelé à 2,79804 $ le gigajoule. Au cours de la même période, le gouvernement du Canada a accepté de subventionner les services de transport dans le réseau de la TransCanada en vertu d'un programme d'aide au transport financé par un prolongement du Programme d'incitation à l'expansion des marchés afin de conserver les prix du gros à l'est de l'Alberta à leur niveau actuel.

Les producteurs de pétrole et de gaz ont bénéficié des modifications fiscales provenant de l'*Accord de l'Ouest* et des rajustements aux redevances provinciales en 1985. Un nouveau régime fiscal a également été annoncé pour les zones pionnières, pour remplacer les paiements du Programme d'encouragement du secteur pétrolier de même qu'un nouveau système concurrentiel pour la délivrance des droits d'exploration des zones pionnières.

Production, consommation et commerce de l'énergie

En 1985, la production d'énergie canadienne a augmenté tout



comme le marché intérieur et la demande d'exportation d'énergie canadienne. Au Canada, la consommation a augmenté de 2 pour cent en résultat d'un hiver plus rigoureux qu'à l'habitude, de prix de l'énergie relativement stables et d'une forte croissance économique. En 1985, la croissance économique provenait d'une récupération longtemps attendue des investissements fixes des affaires, de même que de gains de la demande de construction de résidences et des biens de consommation durables. La consommation de gaz naturel a augrnenté de 6 pour cent, tandis que la consommation de pétrole diminuait légèrement. L'utilisation totale d'électricité a augmenté de 4 pour cent.

Les exportations d'énergie ont augmenté de façon remarquable en 1985.

Les volumes d'exportation totale de pétrole ont augmenté de 31 pour cent, les exportations d'électricité de 10 pour cent et celles du gaz naturel de 22 pour cent. Les volumes totaux d'exportation de pétrole, de gaz et d'électricité ont augmenté de 27 pour cent en 1984, soit une valeur totale de plus de 14 milliards de dollars. Le surplus en dollars du commerce de l'énergie a augmenté d'environ 24 pour cent soit une balance commerciale positive de près de 10 milliards de dollars.

Tableau 1

Balance commerciale du Canada en pétrole, gaz et électricité

(Pétajoules et milliards de dollars)

	1983		1984		1985 (e)	
	PJ	Milliards $	PJ	Milliards $	PJ	Milliards $
Exportation						
Pétrole(a)	1 051	5,9	1 177	6,8	1 547	9,0
Gaz naturel	771	3,9	809	3,9	990	4,1
Électricité(b)	133	1,2	135	1,4	149	1,4
Total	1 955	11,0	2 121	12,1	2 686	14,5
Importations(c)						
Pétrole(a)	614	3,6	702	4,3	770	4,8
Exportation nette totale	**1 341**	**7,4**	**1 419**	**7,8**	**1 916**	**9,7**

(a) Inclus, les produits pétroliers
Exclus, les échanges entre le Canada et les États-Unis.

(b) L'électricité est convertie à 3,6 pétajoules par térawatt heure à partir du contenu énergétique et de la production d'électricité. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.

(c) Les quantités de gaz naturel et d'électricité importées étaient négligeables.

(e) estimation

Pétrole brut et produits pétroliers

L'industrie canadienne du pétrole a dû faire face à d'importantes modifications de la politique avec la signature de l'*Accord de l'Ouest*. Les principaux éléments de cette entente conclue entre le gouvernement fédéral et les provinces productrices étaient l'élimination des prix administrés pour le pétrole brut, des contrôles de restriction et des redevances sur l'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers de même que des contrôles sur l'importation de mazout lourd. Ces changements au régime d'établissement des prix et à la politique de réglementation sont entrés en vigueur le 1er juin 1985.

Les modifications à la politique n'ont pas immédiatement donné lieu à de grands changements de la situation interne du pétrole brut canadien quoique les livraisons vers la région de l'Atlantique ont presque totalement cessé lorsque se sont arrêtées les subventions pour ce transport. Les prix du pétrole brut canadien ont également été très stables pendant toute l'année, le prix moyen du pétrole à la raffinerie à Toronto augmentant d'environ 3 pour cent par rapport à 1984. La diminution des prix internationaux du pétrole à la fin de 1985 a occasioné des diminutions dans les prix du pétrole brut canadien à compter de décembre 1985. D'importantes réactions aux prix ont eu lieu au début de 1986 en raison de la baisse rapide des

prix du pétrole canadien à la suite de celle des prix mondiaux.

Offre et demande nationale

Les entrées de pétrole brut en raffinerie au cours de l'année ont diminué de 1,5 pour cent, traduisant ainsi une diminution de la demande et une réduction des stocks. Dans les régions, la demande de gazoline, de distillats moyens et de mazout lourd a diminué de 4,2 pour cent dans l'est du Canada, et a augmenté de 0,4 pour cent à l'ouest de l'Ontario. La demande d'essence pour moteur reflétait les modifications constantes à l'efficacité du parc automobile tandis que le remplacement d'autres combustibles a réduit la demande de mazout léger et lourd. Depuis le 1er juin 1985, les achats de pétrole brut national par les raffineries canadiennes ont diminué de 8 pour cent par rapport à 1984, tandis que les exportations ont augmenté.

En 1985, la production canadienne de pétrole brut léger a diminué d'environ 5 200 mètres cubes par jour pour s'établir à 168 300 mètres cubes par jour en raison des contraintes à la demande du marché. En Alberta, en résultat, 9 900 mètres cubes par jour, en moyenne, de capacité de production de pétrole brut léger n'ont pas été utilisés en 1985, par rapport à 1 000 mètres cubes par jour en 1984. La production du pétrole brut synthétique a augmenté de 5 500 mètres cubes en 1985 pour atteindre 26 600 mètres cubes par jour, tandis que la production de pétrole brut lourd a augmenté de 7 000 mètres cubes par jour, pour atteindre 55 700 mètres cubes par jour, principalement en raison de la production accrue de bitume.

Au total, la production de pétrole brut et d'équivalents a augmentée de 2,9 pour cent, passant de 243 500 mètres cubes par jour en 1984 à environ 250 600 mètres cubes par jour en 1985.

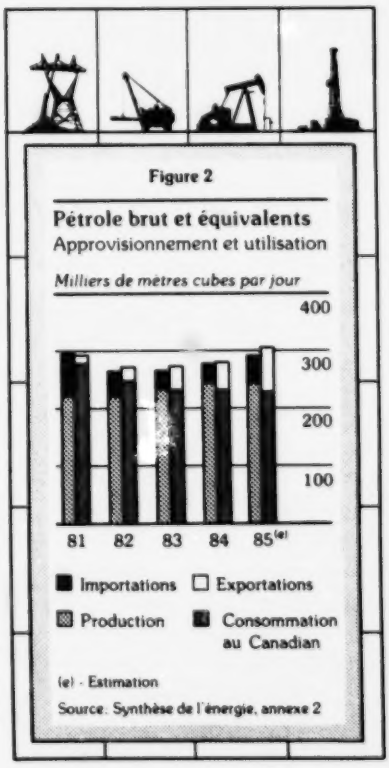
Le volume total de pétrole brut et de produits pétroliers exportés a augmenté d'environ 31 pour cent par rapport à 1984.

Exportations

L'augmentation constante de la production et une demande canadienne de pétrole brut lourd relativement fixe ont donné lieu à des niveaux records d'exportation de pétrole brut lourd, soit approximativement en moyenne 41 900 mètres cubes par jour exportés au mid-ouest américain. Les exportations de pétrole brut léger aux États-Unis ont également augmenté de façon substantielle pour atteindre environ 33 400 mètres cubes par jour. Les ententes d'échange de pétrole brut conclues entre des raffineurs canadiens et américains se sont poursuivies en 1985.

Les exportations des produits pétroliers raffinés ont été particulièrement élevées au cours de la première moitié de 1985, alors que l'Office était responsable de la délivrance de licences pour les exportations de produits pétroliers. Pendant cette période, l'Office a encouragé l'exportation de produits raffinés de haute valeur afin de réduire au minimum le niveau de la capacité de production du pétrole brut non utilisé. Au cours de la dernière moitié de 1985, les exportations de produits pétroliers étaient légèrement inférieures au niveau de 1984. Les exportations de produits raffinés s'élevaient approximativement à 21 000 mètres cubes par jour pour toute l'année, soit une augmentation de rapport à 1984.

Le volume total de pétrole brut et de produits pétroliers exportés a augmenté d'environ 31 pour cent par rapport à 1984 tandis que les recettes provenant des exportations, selon les calculs, auraient augmenté d'un pourcentage semblable.



Capacité pipelinière

L'augmentation de la production de pétrole brut, surtout l'augmentation des catégories de lourd, a incité les exploitants de pipelines à songer à augmenter la capacité de leur réseau en 1985. La société Pipe Line Interprovincial Limitée a fonctionné à plein rendement pendant la majeure partie de l'année et a dû répartir l'espace pendant deux mois en 1985. L'Office a approuvé une augmentation de la capacité du réseau de l'Interprovincial et les travaux sont en cours.

La construction de l'oléoduc de Norman Wells de la société Pipe Line Interprovincial Limitée, a constitué une augmentation notable du réseau national pipelinier en 1985; ce réseau transporte du pétrole du gisement de Norman Wells, dans les Territoires du Nord-Ouest, vers l'Alberta.

La société pétrolière Impériale a terminé la construction de son raccordement pipelinier entre Edmonton et le réseau pipelinier Rangeland afin d'améliorer l'accès au marché d'exportation pour la production accrue de pétrole brut de Cold Lake.

Gaz naturel

Offre et demande canadienne

En 1985, les ventes nettes de gaz naturel au Canada ont augmenté de 5 pour cent. Cette forte augmentation de la demande provenait de l'expansion des marchés surtout au Québec et d'une activité accrue du secteur industriel du marché, qui compte pour la moitié de toutes les ventes de gaz. Un hiver plus froid que d'habitude a également contribué à cette augmentation.

Le prix du gaz naturel au Canada s'est maintenu pendant toute l'année; toutefois, le rapport de prix entre celui du gaz et celui du pétrole sur le marché de référence à Toronto est passé de 63 pour cent à 61 pour cent en résultat de la légère augmentation des prix d'acquisition à la raffinerie du pétrole brut.

En dépit de l'augmentation de la demande interne et d'exportation, les excédents de la capacité de production par rapport à la demande n'ont pas cessé d'être un problème pour les producteurs de gaz pendant toute l'année.

Exportations

En 1985, qui a été la première année complète de vente de gaz à l'exportation en vertu de la politique d'établissement de prix d'exportation négociés, les volumes de gaz exportés ont augmenté de 22 pour cent par rapport à 1984, tandis que les prix à l'exportation ont diminué en moyenne de 16 pour cent pour atteindre 4,06 $ le gigajoule. Les recettes d'exportation de gaz se sont maintenues à environ 4 milliards de dollars. En 1985, les exportations actuelles représentaient 56 pour cent des quantités d'exportation autorisées par l'Office.

En 1985, qui a été la première année complète de vente de gaz à l'exportation en vertu de la politique d'établissement de prix d'exportation négociés, les volumes de gaz exportés ont augmenté de 22 pour cent par rapport à 1984.

Les marchés américains du gaz naturel canadien peuvent être répartis en trois groupes: le marché de la Californie et du nord-ouest des États-Unis, le marché du mid-ouest et le marché de la région mi-Atlantique. Les exportations sont élevées vers la Californie et le nord-ouest des États-Unis, soit au total 14 400 millions de mètres cubes, ce qui représente 55 pour cent de la quantité totale de gaz exporté, soit une augmentation de 36 pour cent par rapport aux exportations vers ce marché en 1984. Les exportations au mid-ouest des États-Unis, où la

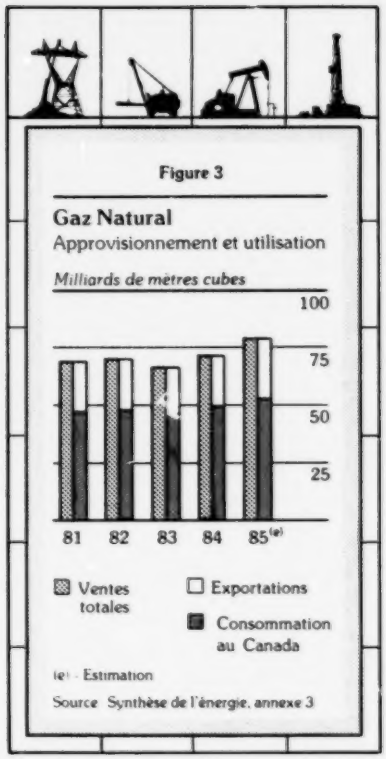
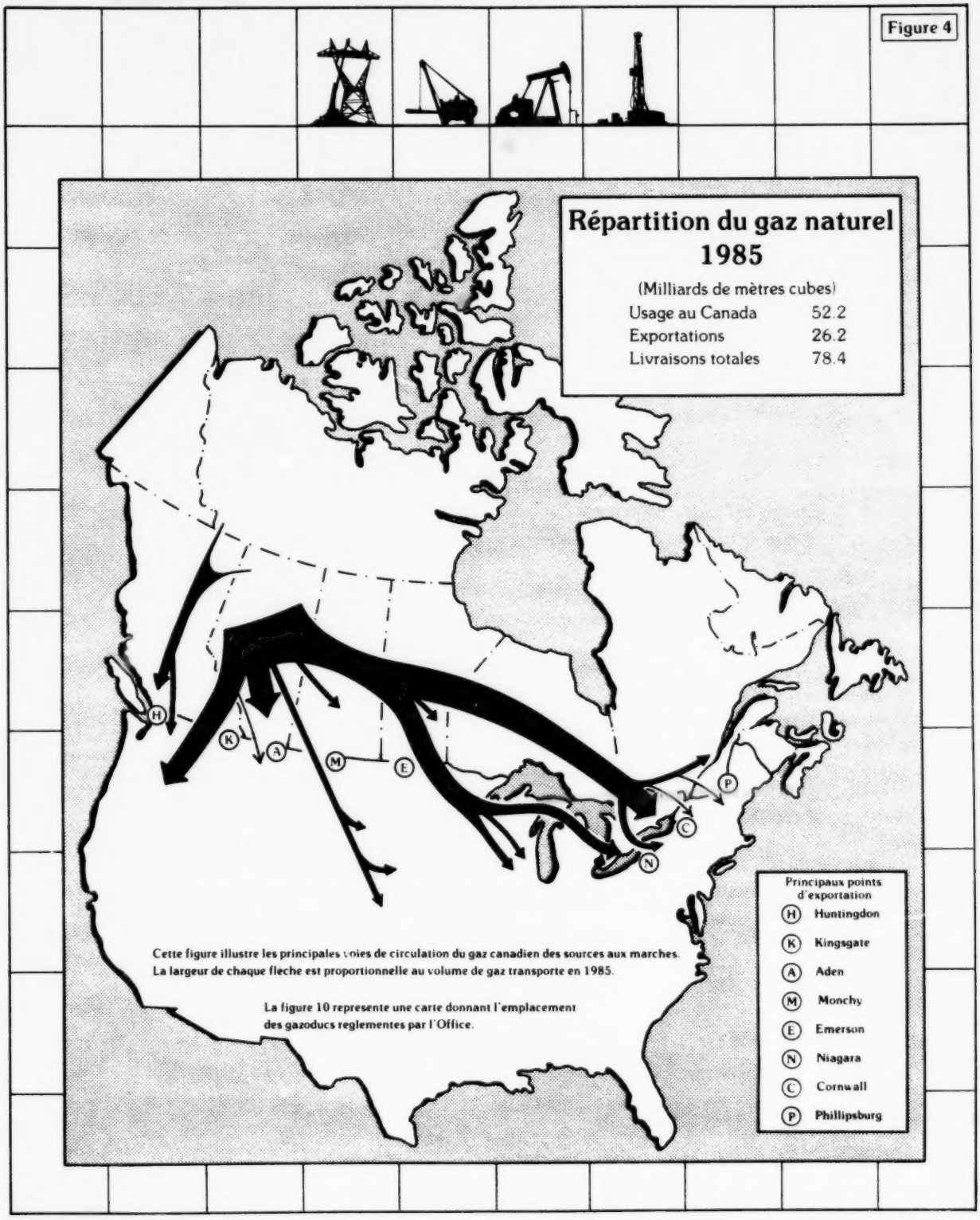


Figure 4


Répartition du gaz naturel
1985
(Milliards de mètres cubes)
Usage au Canada 52.2
Exportations 26.2
Livraisons totales 78.4
Principaux points d'exportation
H Huntingdon
K Kingsgate
A Aden
M Monchy
E Emerson
N Niagara
C Cornwall
P Phillipsburg
Cette figure illustre les principales voies de circulation du gaz canadien des sources aux marches.
La largeur de chaque fleche est proportionnelle au volume de gaz transporte en 1985.
La figure 10 represente une carte donnant l'emplacement
des gazoducs reglementes par l'Office.

concurrence entre combustibles est particulièrement forte, étaient de 10 500 millions de mètres cubes. Cela représente 40 pour cent des volumes totaux d'exportation et une augmentation de 6 pour cent par rapport à 1984. Les exportations vers la région du mi-Atlantique aux États-Unis constituaient les 5 pour cent restants du gaz exporté du Canada. Ces exportations ont augmenté de 59 pour cent par rapport à 1984.

En 1985, l'Office a approuvé 28 ordonnances d'exportation de gaz à court terme. La majorité d'entre elles se rapportaient à des exportations à la Californie et au nord-ouest des États-Unis. Dix-huit ordonnances à court terme ont été approuvées après la levée des règlements d'exportation de gaz du 1er novembre 1985.

Liquides du gaz naturel

La production totale canadienne nette de propane et de butanes en 1985 était de 7,3 et de 4,5 millions de mètres cubes, respectivement, soit à peu près les mêmes niveaux qu'en 1984. La production totale s'élevait à 6,2 millions de mètres cubes. Les besoins internes du Canada ont augmenté légèrement en 1985 en raison de l'utilisation des liquides du gaz naturel dans des projets de récupération améliorée de pétrole et par l'industrie pétrochimique. Les quantités exportées de propane et de butanes et d'éthane se sont élevées à 2,9, 2,5 et 1,6 millions de mètres cubes respectivement soit une réduction par rapport aux paliers de 1984. La réglementation des exportations de propane et de butanes a été assouplie en 1985 pour faire disparaître les restrictions en matière de quantité et de prix minimum.

Électricité

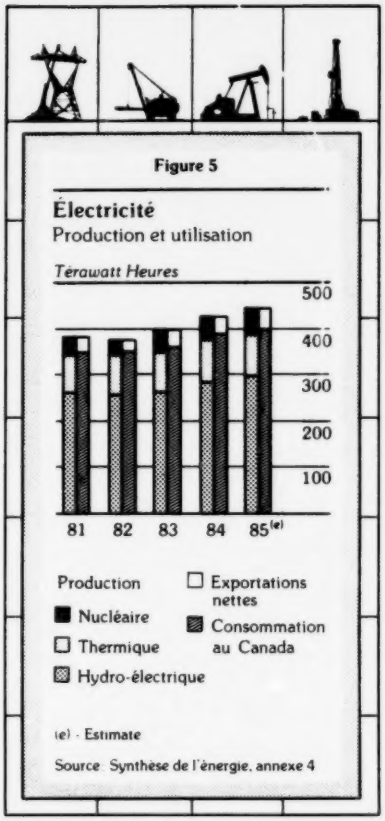
Capacité de production

En 1985, la capacité totale nette d'électricité installée était d'environ 89 700 mégawatts, soit une augmentation de 6 pour cent par rapport à 1984. La capacité de production ajoutée en 1985, y compris de nouvelles stations hydro-électriques au Québec, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique et d'une nouvelle station nucléaire en Ontario, s'est élevée à environ 4 800 mégawatts.

Production et consommation

La production totale d'électricité en 1985 était, selon les estimations, de 445 000 gigawatts heures, soit une augmentation d'environ 5 pour cent par rapport à 1984. Environ 67 pour cent de cette quantité provenait de la production hydro-électrique, 20 pour cent de la production thermique traditionnelle et 13 pour cent des centrales nucléaires. La consommation canadienne totale en 1985 s'éleverait, d'après les estimations à 404 000 gigawatts heures, soit une augmentation de 4 pour cent par rapport à 1984.

La consommation canadienne totale en 1985 s'éleverait, d'après les estimations à 404 000 gigawatts heures, soit une augmentation de 4 pour cent par rapport à 1984.

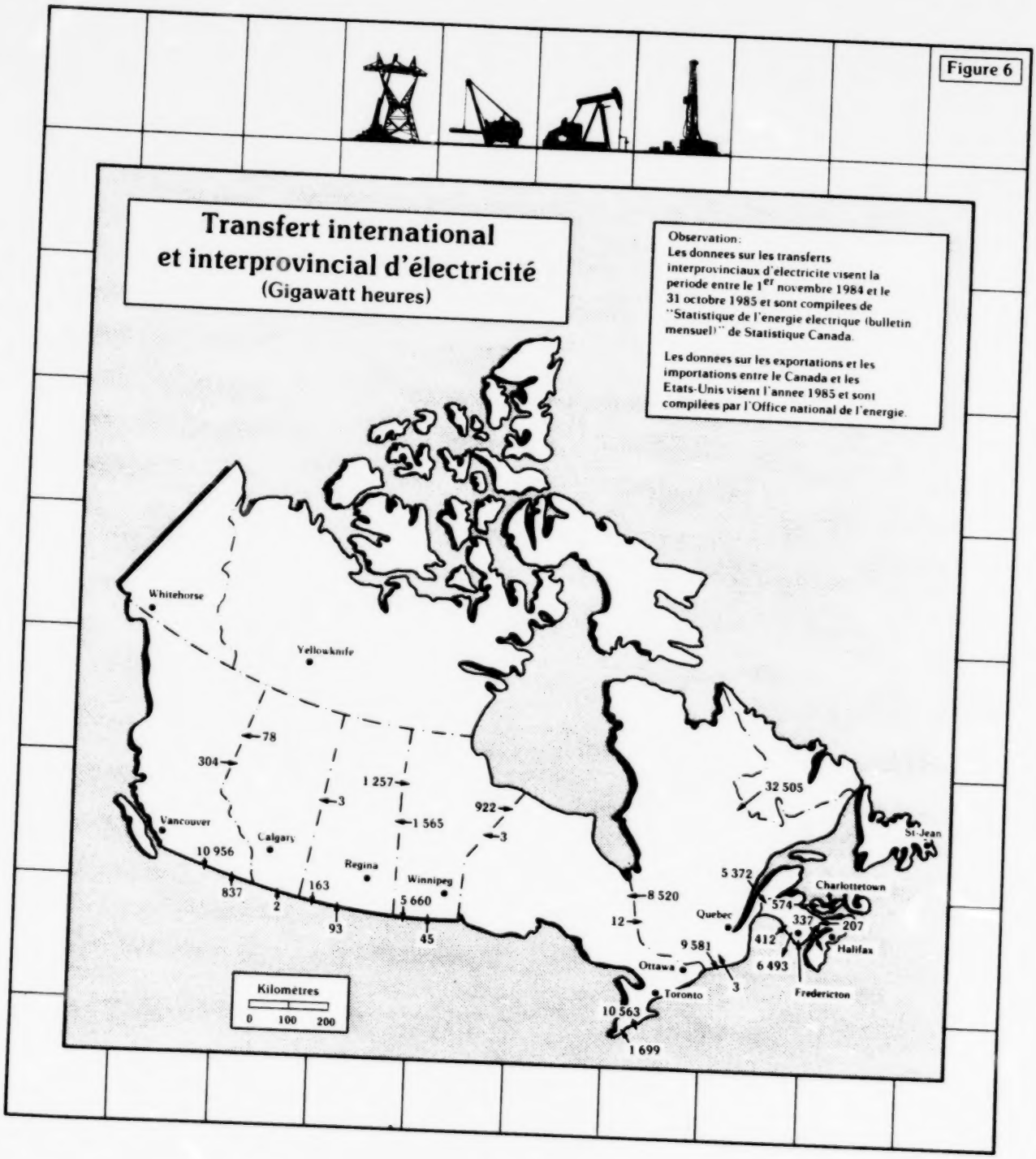


Nouvelles installations de transport

Un certain nombre d'installations de transport internationales ont été construites à la suite d'une étude et de l'approbation de l'Office. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a amélioré de 100 mégawatts la capacité de son interconnexion de 345 kilovolts avec les états de la Nouvelle-Angleterre. Hydro-Québec a construit une deuxième ligne de transport de 120 kilovolts vers le Vermont en service depuis septembre 1985. L'Ontario Hydro a construit une ligne de 345 kilovolts à Niagara pour augmenter la capacité de son interconnexion avec la New York Power Authority.

De nouvelles installations de transport interprovinciales qui ne

Figure 6


Transfert international
et interprovincial d'électricité
(Gigawatt heures)
Observation:
Les donnees sur les transferts interprovinciaux d'electricite visent la periode entre le 1er novembre 1984 et le 31 octobre 1985 et sont compilees de "Statistique de l'energie electrique (bulletin mensuel)" de Statistique Canada.
Les donnees sur les exportations et les importations entre le Canada et les Etats-Unis visent l'annee 1985 et sont compilées par l'Office national de l'energie.
Whitehorse
Yellowknife
Vancouver
Calgary
Regina
Winnipeg
Quebec
Ottawa
Toronto
Charlottetown
St-Jean
Halifax
Fredericton
78
304
3
1 257
1 565
922
3
10 956
837
2
163
93
5 660
45
8 520
12
9 581
3
10 563
1 699
32 505
5 372
574
337
207
412
6 493
Kilometres
0 100 200

sont pas réglementées par l'Office ont également été construites au cours de l'année. Ces dernières comprennent une ligne de 500 kilovolts entre l'Alberta et la Colombie-Britannique et une nouvelle interconnexion de courant direct, composé d'une station de redressement et d'une ligne de 345 kilovolts entre le Québec et le Nouveau-Brunswick.

Ces nouvelles installations de transport pourraient éventuellement permettre l'exportation d'une quantité additionnelle d'énergie canadienne.

Assistance mutuelle

Les interconnexions jouent un rôle de premier ordre dans les réseaux d'électricité modernes. La plupart des services publics canadiens possèdent des lignes de transport nord-sud et est-ouest qui permettent des échanges de puissance et d'énergie et l'assistance mutuelle. L'avantage de ces mesures coopératives a été illustré en mai, lorsque les centrales nucléaires de l'Ontario Hydro ont été fermées et que le service public a obtenu de l'énergie et une capacité de réserve des réseaux voisins au Canada et aux États-Unis.

Dans un autre cas, au moment où l'ouragan Gloria s'est abattu sur la côte est des États-Unis en septembre, Hydro-Québec et Ontario Hydro ont envoyé des équipes de réparation des lignes pour aider à rétablir le service aux clients de l'état de New York et des états de la Nouvelle-Angleterre.

Ventes à l'exportation

En 1985, les ventes à l'exportation totales d'électricité se sont élevées à 41 520 gigawatt heures, ce qui constitue une augmentation de 10 pour cent par rapport à l'année antérieure et les recettes connexes ont augmenté de 4 pour cent pour s'établir à 1,4 milliard de dollars. Cette augmentation modeste des recettes provenait surtout d'une diminution du prix moyen d'exportation en raison du coût plus bas de production d'électricité à partir du pétrole, du gaz et du charbon et remplacée sur le marché américain.

Les services publics de la Colombie-Britannique ont substantiellement augmenté leurs ventes à l'exportation en 1985. La Bonneville Power Administration, qui fournit habituellement une bonne partie du marché de la côte ouest des États-Unis, y compris une certaine partie des besoins de la Californie, a dû faire face à des niveaux d'eau très bas pendant toute l'année. Au même moment, les exportateurs de la Colombie-Britannique ont profité de bonnes conditions hydrauliques et ont ainsi été en mesure de répondre à la demande d'énergie interruptible sur le marché américain. En résultat, les exportations totales de cette province ont plus que doublé par rapport à 1984.

En 1985, la British Columbia Hydro and Power Authority a adopté une nouvelle stratégie de marché pour l'exportation, à la suite de la politique annoncée par le gouvernement provincial de poursuivre les ventes d'exportation de puissance afin de faciliter la construction d'usines de production d'électricité.

Exploration et réserves de pétrole et de gaz naturel

Activités d'exploration et de forage

L'industrie canadienne du pétrole a établi un nouveau record de forage en 1985. Au cours de l'année, environ 11 515 puits ont été forés dans tout le Canada, notamment 44 puits en mer, soit une augmentation de 18 pour cent par rapport à 1984. Comme ce fut le cas au cours des années antérieures, les travaux de forage dans les provinces de l'ouest avaient principalement pour but la découverte de pétrole plutôt que de gaz. Le tableau 2 donne une ventilation régionale de l'activité de forage.

Au cours de l'année, environ 11 515 puits ont été forés dans tout le Canada, notamment 44 puits en mer, soit une augmentation de 18 pour cent par rapport à 1984.

Au nombre des facteurs de l'augmentation des activités de forage on trouve:

- le milieu favorable à de nouveaux investissements créé par l'*Accord de l'Ouest*;
- la disparition graduelle de la taxe sur les recettes de gaz et de pétrole et les crédits d'impôt sur les redevances;
- l'introduction et les prolongations des exemptions temporaires du versement de redevances pour les nouveaux puits de pétrole et la réduction des redevances;

- l'accélération des activités au chapitre du pétrole lourd et une forte demande constante d'exportation de pétrole lourd.

En 1985, l'activité géophysique s'est accrue d'environ 5 pour cent par rapport à 1984, traduisant la poursuite des activités de l'industrie à l'égard de nouvelles perspectives au chapitre des hydrocarbures dans tout le Canada.

Colombie-Britannique

Le niveau des activités de forage en Colombie-Britannique est demeuré relativement inchangé par rapport à 1984. D'intérêt particulier a été le forage de deux puits dans les régions de Flathead et de la passe Kootenay dans le sud-est de la Colombie-Britannique, en vue de trouver des accumulations de bioxyde de carbone devant servir aux projets de récupération assistée de pétrole. Les essais ont indiqué la présence de gaz naturel contenant plus de 75 pour cent de bioxyde de

Tableau 2

Travaux de forage par région

(Nombre de puits forés)

	1984(a)	**1985**(e)
Colombie-Britannique	194	215
Alberta	6 043	7 075
Saskatchewan	2 963	3 770
Manitoba	246	245
Ontario et autres provinces productrices de l'est	199	106
Territoires et archipel Arctique (comprend la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie)	96	76
En mer côte est	22	28
Total pour le Canada	**9 763**	**11 515**

(a) - Données de l'Association pétrolière canadienne
(e) - Estimation préliminaire

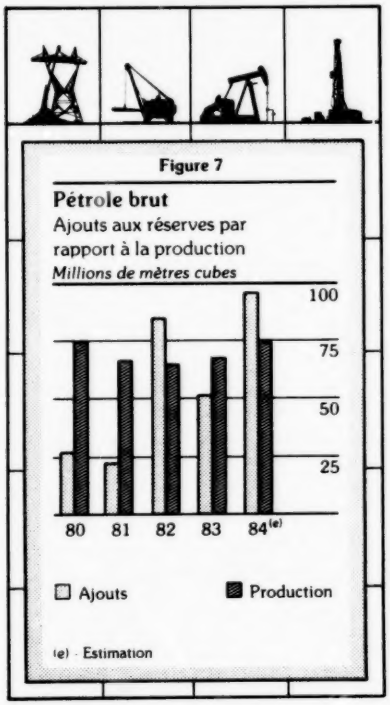


Tableau 3

Estimation des réserves établies de pétrole brut classique au 31 décembre 1984

(Millions de mètres cubes)

	Initiales	**Restantes**
Colombie-Britannique	79,3	18,6
Alberta	1 985,5	566,4
Saskatchewan	421,2	110,1
Manitoba	32,8	9,6
Territoires du nord-ouest	39,9	35,2
Ontario	10,1	0,8
Total pour le Canada	**2 568,8**	**740,7**

carbone. La plupart des forages dans la partie nord-est de la province portaient sur la recherche de pétrole.

Alberta

L'Alberta a connu l'augmentation la plus remarquable du nombre total de puits forés, soit environ 7 075 forages terminés. La majeure partie de l'activité se concentrait dans les zones de réserves pétrolières connues ou adjacentes à ces dernières où ont été trouvées de nouvelles accumulations, petites ou moyennes, qui ont constitué un apport non négligeable aux réserves et à la production de pétrole de la province.

Les centres importants d'activité ont été dans le nord-ouest de l'Alberta où le forage portait en grande partie sur la recherche de pétrole dans des récifs Devoniens et dans la partie du centre-est de la province où le principal objectif était l'exploitation de gisements de bitume et de pétrole lourd traditionnel. Dans le sud de l'Alberta, de nombreux forages ont été effectués à la recherche de pétrole brut et de gaz peu profond.

Saskatchewan

Un nouveau record de forage a été établi en Saskatchewan pour la troisième année consécutive. Un total de 3 770 puits ont été forés, soit une augmentation de 27 pour cent par rapport à 1984. Comme par les années passées, le forage s'est concentré dans la partie centre-ouest de la province en vue de trouver du pétrole à forte gravité. Toutefois, les activités de forage dans les zones productrices du pétrole léger dans le sud-est de la Saskatchewan ont connu une augmentation importante. Dans le sud-ouest de la Saskatchewan, l'exploitation du gaz peu profond s'est poursuivie.

Manitoba

Au Manitoba, 245 puits ont été forés, soit environ le même nombre que l'an dernier. Les activités de forage se sont concentrées vers l'exploitation des réserves de pétrole dans la partie sud-ouest de la province.

Zones pionnières

En 1985, 106 puits ont été forés dans les zones pionnières du Canada. De ces derniers, 44 ont été forés au large des côtes dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, de l'archipel

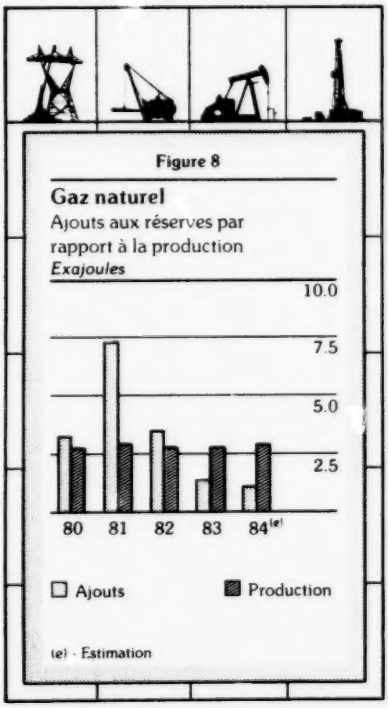


Tableau 4

Estimation des réserves établies de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1984

(Exajoules)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique	15,9	9,3
Alberta	111,6	66,5
Saskatchewan	3,1	1,9
Sud du Yukon et Territoires du nord-ouest	0,6	0,4
Ontario et autres régions productrices de l'est du Canada	1,3	0,5
Total	**132,5**	**78,6**
Delta du Mackenzie	5,6	5,6
Archipel Arctique	12,0	12,0
Total pour le Canada	**150,1**	**96,2**

Arctique et de la côte est, de même que dans la Baie Hudson. Les 62 autres puits se trouvaient surtout sur la partie continentale des Territoires du nord-ouest. Trente-cinq de ces puits ont été forés dans le gisement pétrolier de Norman Wells dans le cadre d'un programme d'injection d'eau afin d'améliorer la récupération du pétrole.

Les réserves de pétrole et de gaz naturel

Selon les estimations de l'Office, les réserves restantes établies de pétrole brut classique s'élevaient, au 31 décembre 1984, à 740,7 millions de mètres cubes, soit 21,7 millions de mètres cubes de plus que les estimations du 31 décembre 1983.

Les réserves initiales établies de pétrole brut classique ont augmenté de 97,6 millions de mètres cubes. Des augmentations de 77,8, 21,3 et 0,3 millions de mètres cubes ont été enregistrées en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba respectivement. La Colombie-Britannique a connu une diminution de 1,8 million de mètres cubes.

Selon l'Office, au 31 décembre 1984, les réserves restantes établies de gaz naturel commercialisable dans les régions productrices classiques s'établissaient à 78,6 exajoules, soit 1,4 exajoule de moins que les prévisions au 31 décembre 1983.

Les réserves établies initiales de gaz naturel ont augmenté de 1,2 exajoule, traduisant des augmentations de 1,1 et de 0,2 exajoule en Alberta et en Saskatchewan, respectivement et une diminution de 0,1 exajoule en Colombie-Britannique.

Revue des activités de l'Office

Audiences et enquêtes publiques

En 1985, l'Office a mené en totalité ou en partie 18 audiences et enquêtes publiques, de Calgary (Alberta) à Sherbrooke (Québec) et dans le nord du Canada, ce qui représentait au total 166 jours d'audience.

Voici un résumé des importantes décisions rendues à la suite d'audiences publiques. Ce résumé fournit des renseignements sur d'autres requêtes présentées devant l'Office en 1985.

Exportations d'électricité

Maritime Electric Company Limited et la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

En 1982, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (CEENB) s'est vue accorder trois licences d'exportation d'électricité à quatre sociétés d'électricité du Maine.

Chaque licence était assortie d'une condition enjoignant la CEENB d'offrir l'énergie qu'elle avait l'intention d'exporter à des marchés canadiens économiquement accessibles selon des modalités qui ne sont pas moins favorables à un acheteur canadien que les modalités en vertu desquelles l'exportation serait effectuée.

La CEENB a offert l'électricité à la Maritime Electric Company Limited (MECL) de l'Île-du-Prince-Édouard. Cette offre, fondée sur l'interprétation de la modalité par la CEENB, n'était pas satisfaisante pour la MECL.

En mars 1984, la MECL a demandé que l'Office ordonne à la CEENB de respecter la condition et d'offrir l'énergie à la MECL à un prix qui ne soit pas plus élevé que le prix d'exportation. La CEENB a déposé une contre demande remettant en question l'interprétation par la MECL de la condition de la licence et demandant, si nécessaire, une modification aux conditions de la licence pour clarifier le prix devant être exigé des services publics canadiens interconnectés.

Une audience publique sur ces demandes a eu lieu à l'été et à l'automne de 1984. En février 1985, l'Office a publié ses motifs de décision approuvant la demande de la MECL et rejetant celle de la CEENB.

Hydro-Québec (Vermont)

En octobre 1984, l'Office a tenu une audience publique sur une demande, déposée par Hydro-Québec, en vue de l'obtention de licences d'exportation d'électricité et d'énergie à l'État du Vermont et en vue de l'obtention d'un certificat de commodité et de nécessité publiques pour la construction d'une ligne internationale de transport d'électricité de 120 kilovolts pour livrer une partie de ces exportations.

En janvier 1985, l'Office a approuvé la délivrance de deux licences à l'Hydro-Québec. Une licence autorise l'exportation d'une quantité pouvant aller jusqu'à 150 mégawatts de puissance et 1 314 gigawatt heures d'énergie par année et cela pour 10 ans; l'autre licence autorise l'exportation d'une quantité pouvant aller jusqu'à 200 mégawatts de puissance interruptible par année et 1 752 gigawatt heures d'énergie par année pour une période de 10 ans et 6 mois, moins toutes les exportations faites en vertu de la licence garantie. L'Office a également approuvé la ligne internationale de transport d'électricité connexe.

Manitoba Hydro-Electric Board

En novembre 1984, l'Office a tenu une audience publique à Winnipeg sur une demande déposée par Manitoba Hydro-Electric Board en vue d'obtenir une licence autorisant l'exportation de puissance et d'énergie garanties à la Northern States Power Company, qui alimente en électricité les états du centre-nord des États-Unis.

En mars 1985, l'Office diffusait ses motifs de décision autorisant la délivrance d'une licence de douze ans à la Manitoba Hydro. La licence permet l'exportation d'une quantité pouvant aller jusqu'à 500 mégawatts de puissance garantie et jusqu'à 3 405 gigawatt heures d'énergie par année.

Hydro-Québec (Citizens Utilities)

En décembre 1985, à la suite d'une audience publique tenue à Montréal en septembre, l'Office a publié ses motifs de décision sur une demande par Hydro-Québec de licences pour l'exportation de puissance et d'énergie à la Citizens Utilities Company au Vermont.

L'Office a délivré trois licences autorisant l'exportation de puisance et d'énergie pendant cinq ans. Les licences permettent l'exportation d'une quantité pouvant aller jusqu'à 100 mégawatts de puissance et 657 gigawatt heures d'énergie chaque année.

Hydro-Québec (NEPOOL II)

En décembre, l'Office a reçu une demande d'Hydro-Québec en vue d'obtenir une licence pour l'exportation de 70 térawatt heures (70 milliards de kilowatt heures) d'énergie électrique pendant 10 ans, à compter de 1990, à la New England Power Pool (NEPOOL).

L'Office a l'intention de tenir une audience en 1986.

Énergie électrique - Audience sur le tracé détaillé

Hydro-Québec (NEPOOL I)

En avril 1985, l'Office a tenu une audience publique à Sherbrooke (Québec) pour étudier les opinions de 26 propriétaires fonciers qui s'inquiétaient du tracé détaillé de la ligne internationale de transport d'électricité qu'Hydro-Québec doit construire dans les cantons de l'Est. La ligne de transport, que l'Office a autorisée en novembre 1984, servirait au transport d'électricité par Hydro-Québec à destination de la New England Power Pool.

En juin 1985, l'Office a publié ses motifs de décision approuvant toutes les sections sauf deux, du tracé détaillé proposé. En octobre 1985, Hydro-Québec déposait une demande d'approbation du tracé modifié des deux sections restantes. En décembre, certains propriétaires fonciers ont fait part de leurs objections sur le tracé révisé, mais ces dernières ont été par la suite retirées. L'Office décidera du sort des deux autres sections au début de 1986.

Hydro-Québec (Vermont)

En juillet 1985, à la suite d'une audience publique tenue en juin à St-Jean-sur-Richelieu (Québec), l'Office a publié ses motifs de décision approuvant le tracé détaillé d'une ligne de transport internationale d'électricité de 120 kilovolts qu'Hydro-Québec doit construire de Bedford (Québec) à la frontière du Vermont. Comme nous l'avons mentionné plus tôt dans ce chapitre, l'Office a approuvé la construction de la ligne de transport en janvier 1985.

Droits et tarifs

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Gulf Canada Limited)

En décembre 1984, l'Office a délivré l'ordonnance n^{o} MO-56-84, enjoignant la société Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. de recevoir, transporter et livrer, par sa canalisation d'Edmonton à Kamloops, certains volumes de produits pétroliers offerts aux fins de transport par Gulf Canada.

En janvier 1985, l'Office a tenu une audience publique sur une demande de Trans Mountain en vue:

- d'une étude et une modification à l'ordonnance n^{o} MO-56-84 et en vue d'obtenir l'autorisation de construire certaines modifications à sa canalisation à la station de pompage Kamloops; et
- de nouveaux droits exigibles par Trans Mountain à compter du 1er janvier 1985 pour le transport du pétrole brut et des produits pétroliers.

En janvier 1985, l'Office a modifié l'ordonnance n^{o} MO-56-84 et a autorisé la construction des modifications demandées à la canalisation.

En avril 1985, l'Office publiait ses motifs de décision et approuvait de nouveaux droits exigibles par Trans Mountain à compter du 1er mai 1985.

Pipelines Trans-Nord Inc. - Droits

En avril 1985, l'Office a tenu une audience publique sur une demande de Pipelines Trans-Nord Inc. en vue de l'obtention de nouveaux droits exigibles pour le transport de produits pétroliers raffinés en Ontario et au Québec. En juin, l'Office publiait ses motifs de décision autorisant de nouveaux droits, à compter du 1er juillet 1985.

L'Office a accordé à la société un taux de rendement global de 14,46 pour cent sur une base tarifaire de 38,36 millions de dollars. Ce taux comprenait un taux de rendement sur les avoirs propres de 15,75 pour cent.

Société gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. - Droits

En août 1985, l'Office annonçait sa décision d'approuver de nouveaux droits exigibles par la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. pour le transport de gaz naturel dans son réseau de gazoducs au Québec.

Quoiqu'il n'ait pas tenu d'audience publique pour étudier cette demande, l'Office a sollicité des mémoires écrits afin d'obtenir les avis des parties intéressées.

L'Office a établi un droit mensuel de 7,2 millions de dollars, approximativement un douzième d'un coût du service prévu de 86,588 millions de dollars. Le taux de rendement autorisé était de 13,2 pour cent sur une base tarifaire de 428,5 millions de dollars.

L'Office a publié ses motifs de décision en septembre 1985.

Westcoast Transmission Company Limited - Méthode de réglementation des droits

À la suite d'une audience publique tenue à Vancouver en novembre 1984 et à Ottawa en janvier 1985, l'Office a publié ses motifs de décision en mai sur la méthode de réglementation des droits exigibles par Westcoast Transmission Company Limited pour la collecte, le traitement et le transport du gaz naturel.

L'Office a décidé qu'à compter du 1er janvier 1986, il réglementerait les droits de Westcoast à partir de droits fixes plutôt que variables.

Westcoast Transmission Company Limited - Droits

En décembre 1985, Westcoast a déposé une demande en vue d'obtenir des droits exigibles à compter du 1er janvier 1986. L'Office, en décembre, a délivré une ordonnance permettant à Westcoast d'exiger des droits provisoires à compter du 1er janvier 1986 jusqu'à ce que l'Office rende sa décision sur la demande.

L'Office devrait entendre la demande en mars 1986.

TransCanada PipeLines Limited - Méthode de réglementation des droits

En octobre et novembre 1984 et en février 1985, l'Office a tenu une audience publique à Hull et à Ottawa pour examiner la méthode de réglementation des droits exigibles par TransCanada PipeLine Limited pour le transport du gaz naturel vers des marchés canadiens et américains.

En février, l'Office a décidé d'ajourner l'étude jusqu'à ce que les questions de l'établissement du prix du gaz et de la commercialisation aient été précisées. Avec la signature de l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel* le 31 octobre 1985 et en raison du grand nombre de questions qui font l'objet de discussions lors de l'audience de l'Office de janvier 1986 sur la disponibilité des services dans le réseau de TransCanada, il est peu probable qu'il reprenne l'audience sur la méthode des droits de TransCanada.

TransCanada PipeLines Limited - Droits

À la suite d'une audience publique tenue à Ottawa entre avril et juillet 1985, l'Office, en octobre 1985, a publié ses motifs de décision sur une demande de TransCanada PipeLines Limited approuvant une augmentation des droits exigibles par TransCanada à compter du 1er novembre 1985 pour le transport du gaz naturel vers les marchés du Canada et des États-Unis.

L'Office a autorisé un coût du service total pour TransCanada de 1 146 millions de dollars, soit une augmentation de 124 millions de dollars ou 12,1 pour cent par rapport au coût qu'avait autorisé l'Office pour l'année précédente. La récupération de ce montant a augmenté les droits dans tout le réseau de TransCanada. Par exemple, l'augmentation du droit pour le service DC dans la zone de l'est, entre Windsor (Ontario) et Québec était de 11,4 pour cent.

TransCanada PipeLines Limited - Disponibilité des services

Le 31 octobre 1985, l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel* conclue entre le gouvernement fédéral et les provinces productrices prévoyait des ventes directes de gaz naturel à des prix et selon des modalités négociées librement entre les producteurs et les distributeurs ou d'importants usagers industriels, à condition que le service de transport soit disponible pour ce type de ventes.

Le paragraphe 7 de cette entente déclare:

"Afin de permettre à ce régime de tarification axé sur le marché de fonctionner dans le cadre de l'Entente, les gouvernements demandent à l'Office national de l'énergie d'étudier:

i) si le déplacement d'un volume de gaz par un autre ne pourrait pas entraîner une répétition inappropriée des frais liés à la demande;

ii) si la politique d'accès au service-T, tel qu'exposée par l'Office dans les motifs de la décision relative aux tarifs de transport de TransCanada PipeLines Limited, est encore appropriée, compte tenu notamment des opinions des parties intéressées sur le partage équitable des frais de gaz à "prendre ou payer".

L'Office, en réponse à cette demande, a décidé de tenir une audience publique. Cette dernière, qui devrait commencer en janvier 1986, étudiera également les aspects connexes des motifs de décision de l'Office sur les droits de TransCanada.

Ordonnances d'achat direct de gaz de l'Alberta

Immédiatement après l'annonce de l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel*, du 31 octobre, l'Office a reçu une demande de Cyanamid Pipeline Inc. en vue d'obtenir des ordonnances pour mettre en vigueur un achat direct de gaz naturel de l'Alberta pour l'utilisation à son usine de production d'ammoniac près de Welland, en Ontario.

La requérante demandait à l'Office:

- d'enjoindre TransCanada PipeLines Limited de transporter le gaz pour la Cyanamid;
- d'établir les droits de transport pour le déplacement du gaz; et
- d'approuver la construction d'une canalisation de 6 kilomètres, de l'usine d'ammoniac jusqu'à la canalisation de TransCanada.

À la suite de la demande de Cyanamid et après avoir étudié les commentaires des parties intéressées, l'Office, en décembre, a approuvé une ordonnance provisoire enjoignant TransCanada de transporter le gaz pour Cyanamid et établissant le droit exigible par TransCanada pour le service de transport.

En décembre, l'Office a reçu une demande essentiellement du même type, dans ce cas en ce qui concerne du gaz de la Saskatchewan, de Nitrochem Inc., un concurrent de Cyanamid, exploitant de produits d'ammoniac à Maitland en Ontario. Nitrochem a demandé à la fois une ordonnance provisoire et définitive de l'Office.

L'Office a l'intention de décider de la demande provisoire de Nitrochem au début de la nouvelle année et il s'attend à ce que les principales demandes de Cyanamid et de Nitrochem soient étudiées au cours d'une audience publique en 1986.

Installations pipelinières

Corporation GNL du Canada

En 1983, Dome Petroleum Limited a demandé de construire et d'exploiter des installations pour manufacturer du gaz naturel liquéfié pour exportation au Japon. À ce moment-là, Dome détenait la licence GL-76, autorisant l'exportation de GNL au Japon. Westcoast Transmission Company a, par la suite, déposé une demande pour construire des installations connexes de pipelines.

L'audience de la demande de Dome a commencé en octobre 1983, mais elle a été ajournée en novembre de la même année en attendant le dépôt d'autres renseignements à l'appui de la demande. Étant donné que ces renseignements n'ont pas encore été déposés, aucune date n'a été établie pour la poursuite de l'audience.

En juin 1984, les demandes de Dome et de Westcoast et la licence d'exportation de Dome ont été assignées, à la suite d'une demande, à la Corporation GNL du Canada, société établie pour gérer tous les aspects du projet.[1]

Murphy Oil Company Ltd. - Certificat

En février, l'Office a tenu une audience publique à Calgary sur une demande de Murphy Oil Company Limited en vue d'obtenir un certificat de construction et d'exploitation d'un oléoduc à partir d'un raccord proposé avec le réseau de Bow River Pipelines Ltd. jusqu'au pipeline existant de Murphy à Milk River (Alberta).

Plus tard en février, l'Office a publié sa décision approuvant la demande et il diffusait, en avril, ses motifs de décision. Une autre proposition de Bow River Pipelines Ltd. a été approuvée par l'Alberta Energy Resources Conservation Board et la canalisation en question a été construite. En conséquence, l'avenir du projet de Murphy est incertain.

En 1985, l'Office a mené 18 audiences et enquêtes publiques, de Calgary (Alberta) à Sherbrooke (Québec) et dans le nord du Canada.

Pipe Line Interprovincial Limitée - Flamborough

En mai 1983, l'Office approuvait une demande de la société Pipe Line Interprovincial Limitée lui permettant, entre autre, de situer des installations de terminal proposées dans la région de Flamborough, près de Burlington en Ontario.

Plus tard en 1983, l'Office tenait une audience publique en réponse à des inquiétudes soulevées par les autorités et des propriétaires fonciers dans la région de Flamborough quant à l'emplacement des installations. Les audiences se sont poursuivies en 1984, mais des retards ont été occasionnés par des questions d'ordre juridique devant la Cour d'appel fédérale et la Cour Suprême quant à la juridiction de

1. Le 30 janvier 1986, la Corporation GNL du Canada informait l'Office que le projet serait abandonné.

l'Office dans cette question et à une allégation de parti pris d'un membre de l'Office.

Une fois que les instances juridiques ont été rejetées, l'Office a poursuivi les audiences à Burlington, à Oakville et à Ottawa (Ontario) au printemps et à l'été de 1985.

L'Office prévoit publier son rapport sur cette question au début de 1986.

Dans une question connexe, en octobre, l'Office a référé à la Cour d'appel fédérale la question de la juridiction de l'Office d'adjuger des coûts, payables par la société Pipe Line Interprovincial, à plusieurs parties à l'audience[1].

Cochin Pipe Lines Ltd./Dome Petroleum Limited

En octobre et novembre, l'Office a tenu une audience publique pour traiter de la question de la disponibilité d'un terminal de propane et d'installations de stockage à Windsor (Ontario). Certains usagers de la canalisation exploitée par Cochin Pipe Lines Ltd. se sont inquiétés quant à l'accès aux installations de stockage exploitées par Dome Petroleum Limited.

L'Office prévoit publier le rapport sur cette audience au début de 1986.

Polar Gas - Certificat

Polar Gas Limited a déposé une demande en juin 1984 en vue d'obtenir un certificat autorisant la construction d'un gazoduc de 2 145 kilomètres du delta du Mackenzie à Edson (Alberta). Le gazoduc transporterait 22,6 millions de mètres cubes de gaz naturel par jour vers les marchés aux États-Unis.

La demande, telle que déposée, était incomplète. L'Office attend d'autres renseignements de la part des promoteurs du projet.

Installations pour déplacer du gaz de l'Alberta vers le nord-est des États-Unis.

En 1985, l'Office a reçu des demandes concurrentes de TransCanada PipeLines Limited et de Foothills Pipe Lines (Yukon) Limited pour l'approbation de la construction d'installations de gazoducs pour le transport du gaz naturel albertain vers la zone des marchés du nord-est des États-Unis. L'exportation de certains volumes de gaz naturel avait été autorisée vers ces marchés à la suite de l'audience générale sur les exportations de gaz de 1982.

De plus, Midcontinental Transportation System a demandé aux autorités de réglementation américaines l'approbation d'installations de gazoducs aux États-Unis pour desservir le même marché.

Subséquemment, les promoteurs des installations américaines associés avec Foothills ont décidé de retirer leur demande.

Pipe Line Interprovincial Limitée - Demande d'agrandissement

En mai 1985, l'Office a tenu une audience publique à Hull (Québec) sur une demande de la société Pipe Line Interprovincial Limitée afin d'obtenir l'approbation d'améliorer son réseau de pétrole brut entre Edmonton (Alberta) et Gretna (Manitoba) en vue de répondre à une demande prévue d'un débit plus élevé.

L'Office a approuvé la demande plus tard en mai. En août, l'Office a publié ses motifs de décision.

En novembre, la société Pipe Line Interprovincial Limitée déposait une autre demande, cette fois en vue d'améliorer les canalisations 1 et 3 de son réseau entre Régina (Saskatchewan) et Gretna (Manitoba) pour répondre à la demande prévue de débit en 1988 et au-delà.

L'Office a l'intention de tenir une audience publique sur cette demande en février 1986 à Ottawa.

Exportations de gaz

Audience générale sur les exportations de gaz 1985/1986

En novembre, à Calgary et le mois suivant à Ottawa, l'Office a tenu la Phase I de l'audience générale sur les exportations de gaz 1985-1986. La Phase I portait sur des méthodes qu'utilise l'Office pour déterminer les excédents de gaz naturel au Canada, disponibles à l'exportation.

L'Office prévoit publier ses motifs de décision sur la Phase I au cours du premier semestre 1986.

L'Office n'a pas encore décidé du contenu, du format et de l'échéancier des phases subséquentes.

Northridge Petroleum Marketing Inc. - Exportation de gaz à court terme

À la suite d'une audience publique tenue à Ottawa en mars, l'Office a approuvé une demande de Northridge Petroleum Marketing Inc. pour l'exportation de gaz naturel à Southeastern Michigan Gas Co. de Port Huron, au Michigan.

L'Office a délivré une ordonnance à Northridge autorisant l'exportation pour un an.

Alberta and Southern Gas Company Ltd. - Consolidation de licences

En septembre 1985, l'Office a tenu une audience publique à Calgary sur une demande déposée par Alberta and Southern Gas

1 Se rapporte aussi à *Adjudication des coûts* sous l'entête *Questions d'ordre juridique.*

Company Limited (A&S) pour consolider les sept licences existantes de l'A&S.

L'Office a mis fin à l'étude de la question en novembre lorsque l'A&S a retiré sa demande.

Audience sur les prolongations des licences de gaz

À la suite d'une audience publique tenue en septembre, l'Office, en octobre 1985, a délivré sa décision approuvant des demandes de TransCanada PipeLines Limited, KannGaz Producers Ltd., Pan-Alberta Gas Ltd. et ProGas Ltd. en vue d'obtenir diverses prolongations de la durée de neuf licences d'exportation de gaz, délivrées à la suite de l'audience générale sur les exportations de gaz de 1982. Les modifications aux points d'exportation, demandées par certains requérants, ont été rejetées par l'Office.

L'Office prévoit publier ses motifs de décision au début de 1986.

Projet du gaz Venture - Exportation de gaz

En juillet 1985, les promoteurs du projet du gaz Venture, soit Mobil Oil Canada Ltd., Petro-Canada Inc., Texaco Canada Resources Ltd. et Nova Scotia Resources (Ventures) Limited présentaient des demandes en vue d'obtenir des licences d'exportation de gaz naturel de la région de l'Île de Sable vers le nord-est des États-Unis.

L'Office, après avoir étudié les avis des parties intéressées, a décidé en août de tenir l'audition de ces demandes séparément de l'audience générale sur les exportations de gaz 1985-1986 déjà décrite.

Les demandes concernant le projet du gaz Venture, telles que déposées, ne sont pas complètes. L'Office attend de plus amples renseignements, notamment sur les réserves et les marchés, de la part des requérantes avant d'entendre les demandes.

Enquêtes

Pipe Line Interprovincial Limitée - Espace dans la canalisation

En avril 1985, le réseau de Pipe Line Interprovincial Limitée voyait les volumes offerts au transport dépasser la capacité de la canalisation. L'Office a décidé d'étudier l'à-propos de ses procédures existantes pour répartir l'espace dans la canalisation de Pipe Line Interprovincial.

À la suite d'une enquête publique tenue à Ottawa à l'automne, l'Office a publié ses motifs de décision établissant les nouvelles méthodes de répartition qu'Interprovincial doit utiliser lorsque les volumes de pétrole qu'on lui offre pour expédition dépassent la capacité de la canalisation. Le nouveau réseau a commencé ses opérations en septembre 1985.

Commission d'énergie du Nord canadien

À la demande du ministre des Affaires indiennes et du Nord, la ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a demandé à l'Office national de l'énergie de faire enquête sur la base tarifaire de la Commission d'énergie du Nord canadien, sur les besoins de recettes et la conception des taux d'électricité pour chaque zone de taux de la Commission d'énergie du Nord canadien dans les Territoires et de lui faire rapport.

Le comité de l'Office composé de cinq membres, qui comprend un membre temporaire du Yukon et un autre des Territoires du nord-ouest a tenu l'enquête à Whitehorse et à Yellowknife en février et en mars.

Le rapport de l'Office a été présenté à la ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et au ministre des Affaires indiennes et du Nord en juin; il a été publié 1985.

Pipe Line Interprovincial Limitée - Enquête sur un accident survenu près de Strome (Alberta)

En février 1985, un accident survenu sur le réseau de l'Interprovincial près de Strome (Alberta) a causé la mort de deux employés et des blessures à trois autres, lorsque des liquides de gaz naturel s'échappant de la canalisation ont pris feu.

L'enquête de l'Office a eu lieu à Edmonton (Alberta) en mars, et elle a été ajournée jusqu'en octobre pour permettre aux blessés de participer. L'Office publiera son rapport au début de 1986.

TransCanada Pipe Line Limited - Enquête sur un accident survenu à Oshawa (Ontario)

En octobre 1985, une explosion occasionnée par un bris accidentel au gazoduc de TransCanada à Oshawa en Ontario a causé la mort d'une personne et en a blessé trois autres. Toutes ces personnes étaient membres d'une équipe travaillant à l'installation de tuiles de drainage près du gazoduc.

L'enquête de l'Office devrait avoir lieu au début de 1986.

Autres audiences

Shell Canada Limitée

En octobre 1984, l'Office a tenu une audience publique sur une requête de Shell Canada Limitée en vue d'ordonnances qui exigeraient qu'Air Canada, Nordair Ltd., Québecair et Pacific Western Airlines payent à Shell Canada le prix minimum juste et raisonnable requis pour le carburéacteur

qu'elles doivent utiliser entre février 1982 et avril 1983.

L'Office rejette la requête, et publie ses motifs de décision en janvier 1985.

Autres activités de l'Office

En 1985, l'Office a exécuté une multitude d'activités de réglementation qui n'exigeaient pas d'audiences publiques et qui se rapportaient aux exportations d'énergie et à la construction pipelinière; de même, il a mené ou encouragé des études sur des questions ayant trait à l'énergie, notamment la valeur de récupération négative et le dégagement d'odeur et il a tenu plusieurs séances d'information sur son processus de réglementation.

Pétrole

Changement de la politique et des procédures en vertu de l'Accord de l'Ouest

En mars, le gouvernement fédéral et les gouvernements de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique, les provinces productrices d'énergie, ont signé une entente énergétique globale intitulée l'*Accord de l'Ouest*. Les éléments clés de cette entente ont été l'élimination des prix administrés pour le pétrole brut, à compter du 1er juin 1985, ainsi que l'élimination des contrôles respectifs sur l'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers ainsi que sur l'importation de mazout lourd.

L'*Accord de l'Ouest* a aussi mis fin aux redevances levées sur les exportations de pétrole brut et de produits pétroliers produits après le 31 mai 1985. Les licences couvrant les exportations de pétrole à court terme, sous réserve d'une autorisation de l'Office, ont été remplacées par des ordonnances de l'Office délivrées aux exportateurs enregistrés. Ces ordonnances autorisent l'exportation de pétrole brut lourd pour une durée ne dépassant pas deux ans et l'exportation de brut léger et de produits pétroliers pour une durée ne dépassant pas un an, sans préciser les quantités ou les prix. En 1985, l'Office a délivré des ordonnances à quelque 80 sociétés pour exportation de pétrole brut léger et lourd et l'exportation de produits pétroliers et il surveille les quantités exportées réelles.

Aux termes de l'*Accord de l'Ouest*, il n'est plus nécessaire d'obtenir l'autorisation d'exporter du pétrole qui est réimporté par la suite.

L'Office continue de fournir mensuellement, aux cadres de l'industrie et aux fonctionnaires fédéraux et provinciaux, des conseils sur l'offre et la demande de pétrole. L'Office continue la surveillance des prix du pétrole et des écoulements de volumes en vue de pouvoir conseiller le gouvernement. Conformément à l'*Accord de l'Ouest*, l'Office est chargé de rendre compte chaque mois à la ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources sur toutes ces questions.

Le programme qui prévoit le partage égal des recettes de redevances d'exportation de pétrole brut, entre le gouvernement fédéral et les provinces productrices, a été officiellement terminé le 1er juin 1985. Toutefois, certains redressements ont exigé l'attention de l'Office au cours de l'automne 1985. Pendant toute la durée de ce programme, soit de novembre 1980 à juin 1985, environ 1 216 millions de dollars de recettes ont été répartis entre les provinces productrices. En 1985, environ 229 millions de dollars de recettes ont été distribués.

Les annexes relatives au pétrole se trouvant à la fin du présent rapport énumèrent les ordonnances que l'Office a délivrées en 1985 pour les exportations et les échanges de pétrole brut ainsi que pour les exportations de produits pétroliers, et énumèrent les redevances pour les exportations de pétrole brut et de produits pétroliers.

Gaz naturel

Modifications de la politique et des procédures pour les exportations de gaz naturel

L'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel* du 31 octobre 1985 englobe les modifications de la politique d'établissement des prix d'exportation de gaz naturel touchant à la fois les licences d'exportation à court terme et à long terme. Ces modifications sont conçues pour rendre le gaz naturel canadien plus concurrentiel sur les marchés américains et pour renforcer la politique des prix négociés d'exportation de gaz naturel qui sont entrés en vigueur le 1er novembre 1984.

La nouvelle politique axée sur les conditions du marché offre un moyen plus souple de participation canadienne au marché libre des États-Unis, sous réserve de ce que le prix du gaz naturel exporté ne soit pas inférieur au prix payé par les Canadiens pour des catégories semblables de service dans la région ou dans la zone adjacente au point d'exportation. La nouvelle politique n'exige plus que les ventes soient vraiment marginales et ne remplacent pas d'autres ventes canadiennes. D'autres critères applicables aux ventes d'exportation à long terme, tels que la garantie des producteurs, les modalités de redressement des prix d'exportation pour refléter l'évolution des conditions du marché et les assurances raisonnables des exportateurs que les volumes retenus par contrat seront effectivement achetés, sont encore en vigueur.

La politique modifiée permet maintenant à l'Office de délivrer des ordonnances à court terme pour des durées ne dépassant pas deux ans, sans aucune restriction sur les volumes, pour les exportations garanties interruptibles. Actuellement, si une demande est complète sur tous ces aspects, l'Office délivre des ordonnances à court terme dans les trois jours.

Dans les cas qui exigent des modifications aux modalités de ventes d'exportation aux termes d'une licence existante à long terme, l'Office cherche à obtenir les commentaires des parties intéressées lorsque cela lui semble approprié. Si les circonstances le justifient, l'Office peut aussi tenir une audience publique sur la demande. Lorsqu'il juge qu'une audience publique n'est pas nécessaire, l'Office achèvera son examen en se fondant sur les renseignements dont il dispose. Pour ce qui est des faibles volumes d'exportation aux termes du barème des prix incitatifs en fonction du volume (BPIV) pendant l'année de licence 1985-1986, le prix de base est de 4,10 $ US le gigajoule (4,40 $ US le MMBtu), et le prix incitatif est de 3,17 $ US le gigajoule (3,40 $ US le MMBtu). Le niveau seuil sera la plus faible valeur de 50 pour cent de la quantité annuelle de la licence autorisée ou des ventes réelles de 1981-1982.

Propane et butanes

En 1985, l'Office a poursuivi l'autorisation d'exportation de propane et de butanes. Toutefois, au cours de cette année, deux importantes modifications des procédures d'exportation ont été introduites:

- À compter du 1er avril 1985, les restrictions sur les volumes d'ordonnances d'exportation de propane à court terme ont été abolies. Une relaxation analogue du contrôle sur les exportations de butanes avait été mise en vigueur en 1983.
- À compter du 6 juin 1985, l'Office a cessé d'établir les prix d'exportation minimaux pour le propane et les butanes exportés du Canada.

En dépit de ces modifications au programme de contrôle des exportations, l'Office continue de surveiller l'offre, la demande, les quantités exportées et les prix d'exportation du propane et des butanes pour s'assurer que les approvisionnements continuent de satisfaire les exigences au pays.

Éthane et éthylène

Aux fins de la réglementation des exportations, l'éthane est soumis aux mêmes critères que le gaz naturel; toutefois, l'Office a décidé d'éliminer tous les contrôles d'exportation sur l'éthylène à compter du 1er avril 1985. Aucune licence ou ordonnance n'a été délivrée pour l'exportation d'éthane ou d'éthylène en 1985.

Les annexes relatives au gaz et se trouvant à la fin du présent rapport énumèrent les ordonnances que l'Office a délivrées en 1985 pour les exportations et les importations de gaz naturel, de liquides de gaz naturel et d'éthylène et les licences qui sont encore valides pour l'exportation de gaz naturel et de liquides de gaz naturel.

Électricité

En 1985, l'Office a continué de jouer son fort rôle consultatif en consultant l'industrie, les organismes et les autres ministères gouvernementaux et en participant aux exploitations de l'industrie. Entre autres réalisations, l'Office a mis à la disposition de l'industrie des services publics d'électricité un programme informatique permettant de calculer les avantages économiques des échanges d'économie d'énergie entre deux réseaux d'électricité.

Le personnel de l'Office s'est tenu au courant de l'actualité des progrès en matière d'électricité à titre d'observateurs canadiens du North American Reliability Council.

Le personnel de l'Office s'est tenu au courant de l'actualité des progrès en matière d'électricité à titre d'observateurs canadiens du North American Electric Reliability Council, qui est un organisme bénévole de services publics d'électricité approvisionnant pratiquement tous les États-Unis et le Canada en électricité. En outre, le personnel continue de participer aux activités de l'Association canadienne d'électricité, de l'Association canadienne de normalisation et d'autres sociétés à vocation technique.

Les annexes en matière d'électricité se trouvant à la fin du présent rapport énumèrent un nouveau certificat et les nouvelles licences et ordonnances d'exportation de puissance et d'énergie et les exportations d'énergie électriques aux termes de chaque licence et ordonnance. L'annexe sur l'aperçu énergétique général donne le total du commerce d'électricité pour la période de 1981-1985.

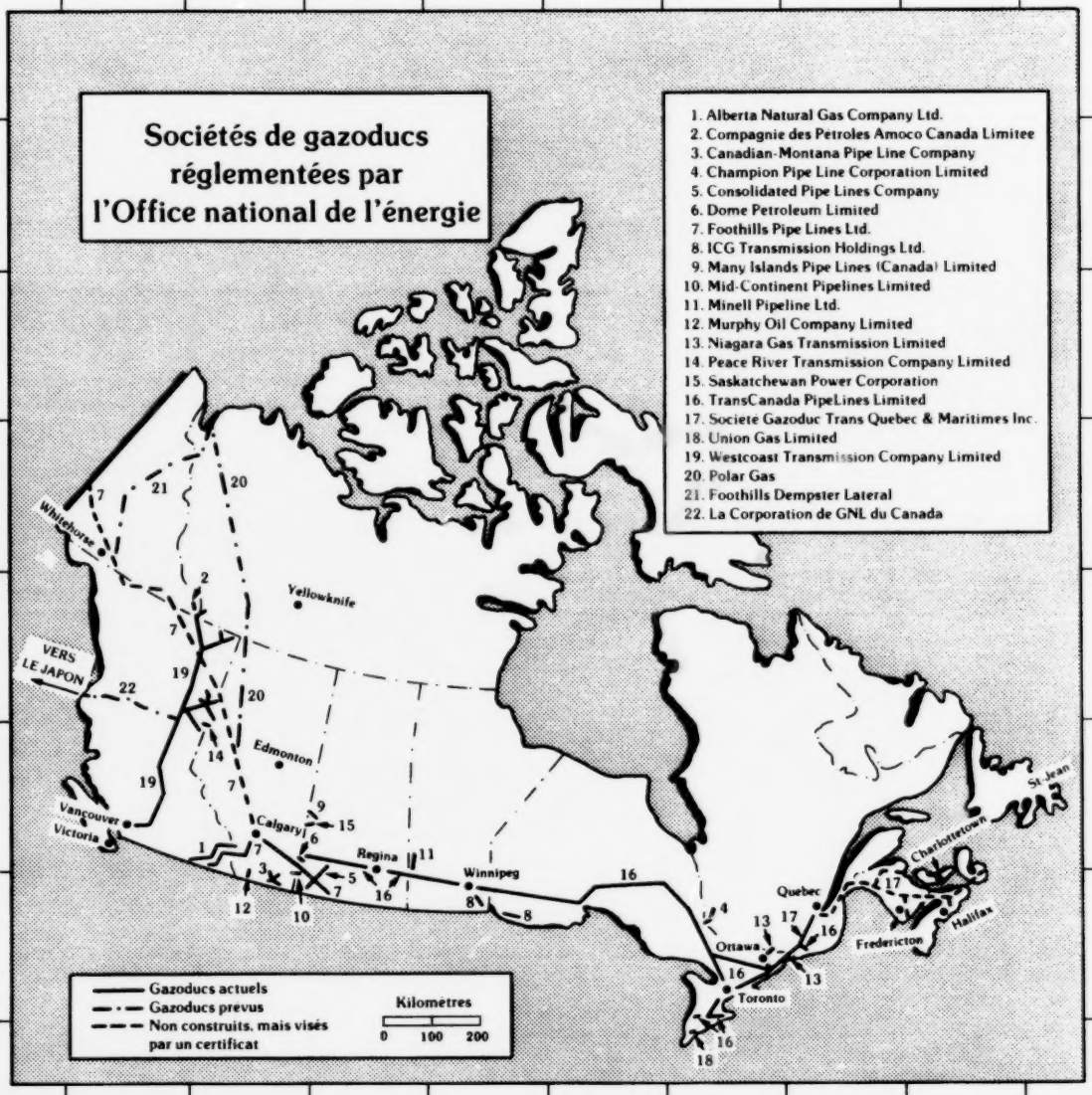
Activités pipelinières

L'Office réglemente un ensemble de 39 sociétés pipelinières d'acheminement du gaz, du pétrole et des produits. Les figures 9 et 10 montrent ces réseaux pipeliniers.

Figure 9

Sociétés pipelinières de pétrole et produits pétroliers réglementées par l'Office national de l'énergie
1. Esso Ressources Canada Limitée
2. Pipe Line Interprovincial Limitée
3. Les Pipe-Lines Montreal Limitée
4. Murphy Oil Company Limited
5. Northwest Transmission Company Limited
6. Sun Pipe Line Company
7. Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
8. Mont Resources Limited
9. Wascana Pipe Line Ltd.
10. Westspur Pipe Line Company
11. Aurora Pipe Line Company
12. Cochin Pipe Lines Ltd.
13. Dome Kerrobert Pipeline Ltd
14. Dome NGL Pipeline Ltd.
15. Manito Pipelines Ltd.
16. Petroleum Transmission Company
17. Les Pipelines Trans-Nord Inc.
18. Yukon Pipelines Limited
19. Pipe Line Interprovincial (NW) Limitée
20. Dome NGL Pipeline Ltd. et Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
Whitehorse
Yellowknife
Edmonton
Vancouver
Victoria
Calgary
Regina
Winnipeg
Ottawa
Toronto
Quebec
Fredericton
Charlottetown
St-Jean
Halifax
Kilometres
0 100 200

Figure 10


Sociétés de gazoducs réglementées par l'Office national de l'énergie
1. Alberta Natural Gas Company Ltd.
2. Compagnie des Petroles Amoco Canada Limitee
3. Canadian-Montana Pipe Line Company
4. Champion Pipe Line Corporation Limited
5. Consolidated Pipe Lines Company
6. Dome Petroleum Limited
7. Foothills Pipe Lines Ltd.
8. ICG Transmission Holdings Ltd.
9. Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
10. Mid-Continent Pipelines Limited
11. Minell Pipeline Ltd.
12. Murphy Oil Company Limited
13. Niagara Gas Transmission Limited
14. Peace River Transmission Company Limited
15. Saskatchewan Power Corporation
16. TransCanada PipeLines Limited
17. Societe Gazoduc Trans Quebec & Maritimes Inc.
18. Union Gas Limited
19. Westcoast Transmission Company Limited
20. Polar Gas
21. Foothills Dempster Lateral
22. La Corporation de GNL du Canada
Whitehorse
Yellowknife
VERS LE JAPON
Edmonton
Vancouver
Victoria
Calgary
Regina
Winnipeg
Quebec
Ottawa
Toronto
Fredericton
Charlottetown
Halifax
St. Jean
Gazoducs actuels
Gazoducs prevus
Non construits, mais visés par un certificat
Kilometres
0 100 200

Toute nouvelle installation pipelinière doit être autorisée par l'Office avant sa construction. Les annexes sur le gaz et le pétrole à la fin du présent rapport, énumèrent les ordonnances et les certificats délivrés à cet égard en 1985.

L'Office est aussi chargé de surveiller la construction et l'exploitation des installations pipelinières afin de s'assurer de leur conformité au règlement de l'Office sur la sécurité et l'environnement et de leur conformité à toute modalité particulière de l'ordonnance ou du certificat délivré par l'Office. En outre, l'Office vérifie les frais de construction et d'exploitation pour s'assurer que le payeur de droits reçoit un service efficace du point de vue des coûts.

L'achèvement de l'oléoduc de Norman Wells a couronné les activités pipelinières en 1985. Entre janvier et mars 1985, la société Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. a construit les derniers 282 kilomètres du réseau d'oléoducs de 869 kilomètres de long. Ce réseau, qui transporte du pétrole brut des Territoires du nord-ouest au nord de l'Alberta, a une capacité de 5 000 mètres cubes par jour et il est entré en exploitation en avril. Pendant sa construction, l'Office a mené des inspections pour s'assurer de la conformité aux devis techniques et aux conceptions environnementales approuvées. L'Office continue de surveiller l'exploitation du réseau et la remise en état de l'emprise.

Approbations

La société Pipe Line Interprovincial Limitée a amorcé un programme d'agrandissement visant à accroître la capacité et la souplesse de son réseau dans l'ouest du Canada. Les nouvelles installations construites jusqu'à présent comprennent des modifications aux stations de pompage existantes et le remplacement d'un pipeline de 14,5 kilomètres près de Camrose (Alberta).

Westcoast Transmission Company Limited a reçu l'approbation de remplacer un total de 40 kilomètres de canalisation en 19 endroits. Ces remplacements étaient devenus nécessaires pour améliorer le pipeline dans des zones à densité de population accrue.

TransCanada PipeLines Limited a reçu l'approbation d'abandonner 25 kilomètres de canalisation de doublement dans la zone de Brampton (Ontario). Cette canalisation était devenue inutile du point de vue de l'exploitation, mais par contre elle exigeait des frais d'entretien.

L'Office a approuvé une demande de Cochin Pipe Lines Ltd. pour la construction d'installations temporaires afin de permettre l'expédition d'un lot d'essai de liquides de gaz naturel dans son pipeline. Le succès obtenu à la suite de cet essai a mené la Cochin à proposer l'expédition régulière de liquides de gaz naturel vers l'est du Canada.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. a reçu l'approbation de modifier son réseau d'oléoducs pour permettre l'expédition de produits raffinés entre Edmonton (Alberta) et Kamloops (Colombie-Britannique).

L'Office a aussi approuvé des nouvelles installations de livraison de gaz totalisant neuf lieux pour la TransCanada PipeLines Limited, l'Alberta Natural Gas Company Ltd., le Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. et la Westcoast Transmission Company Limited. En outre, l'Office a approuvé diverses autres demandes traitant de remplacement de pipelines et de modifications aux installations pipelinières existantes.

Recherche

L'Office a diffusé un document intitulé "Document d'information sur la valeur de récupération négative" qui examine les facteurs environnementaux, techniques et financiers qui doivent être pris en considération avant d'enlever ou d'abandonner un pipeline. Ce document vise à stimuler la discussion à ce sujet dans l'industrie pipelinière.

Incidents pipeliniers

L'Office exige des rapports détaillés sur tous les incidents entraînant des blessés ou des morts, le mauvais fonctionement d'un pipeline, comme une fuite, un bris de pipeline, une incendie ou une explosion ou tout autre événement menant à une perte de service d'un pipeline relevant de la compétence de l'Office. Ce dernier mène des enquêtes publiques, s'il y a lieu, pour évaluer la cause de l'incident et afin d'établir, le cas échéant, des mesures particulières permettant d'empêcher la répétition de ce genre d'incidents. Ces rapports et enquêtes sont étudiés au moment de la révision des normes de sécurité et d'exploitation et des exigences sur le plan de la réglementation.

Quand un pipeline est endommagé, l'Office s'assure que les mesures nécessaires sont prises pour le confinement des déversements d'hydrocarbures, pour la protection du public et de la propriété ainsi que pour réparer le pipeline endommagé et le remettre en service aussi rapidement que possible. L'Office poursuit sa surveillance du site pour s'assurer de l'efficience du programme de réhabilitation environnementale de la société. En 1985, l'Office a mené diverses inspections sur les lieux d'incidents pipeliniers pour surveiller la mise en oeuvre des procédures établies d'urgence, de

Tableau 5

Cause des incidents pipeliniers en 1981-1985

	1981	1982	1983	1984	1985
Soudures défectueuses	1	3	6	4	5
Défaillances des matériaux	3	1	2	10	4
Dommage à des tiers	5	8	4	5	6
Corrosion	17	8	7	6	5
Divers	5	11	14	9	11
Total	**31**	**31**	**33**	**34**	**31**

sécurité et de protection environnementale.

Le tableau 5 montre les causes d'incidents pipeliniers pour la période 1981-1985. Au total, 31 incidents ont eu lieu en 1985, soit environ un incident pour chaque 1 000 kilomètres de pipelines relevant de la compétence de l'Office.

Inspection habituelle

Pendant tout l'été de 1985, l'Office a poursuivi son programme d'inspection habituelle axé sur les pratiques d'exploitation, d'entretien et de sécurité des sociétés pipelinières.

Ces inspections permettent à l'Office d'évaluer de façon constante l'état global des conditions de réparation et d'exploitation du réseau pipelinier de chaque société et de tenir un dossier sur la conformité des sociétés pipelinières aux normes établies dans les règlements diffusés par l'Office sur les oléoducs et les gazoducs.

Croisement des services publics et infractions

Toutes les activités de construction des services publics touchant des pipelines réglementés par l'Office exigent son approbation. Les activités proposées doivent répondre aux exigences de sécurité établies dans diverses normes assurant la sécurité des pratiques de construction.

En 1985, l'Office a approuvé 749 demandes relatives à des croisements ou à des infractions.

Questions d'ordre environnemental

Protection de l'environnement

La construction et l'exploitation de pipelines et de lignes de transport d'électricité peuvent avoir une vaste gamme de répercussions environnementales. Par conséquent, l'Office vérifie soigneusement que l'environnement est bien protégé pendant les phases d'aménagement et d'exploitation des projets.

En 1985, l'Office a exécuté une inspection environnementale pendant la construction du pipeline Norman Wells de la société Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. et de la ligne internationale de transport d'électricité de ±450 kilovolts, en courant continu, de l'Hydro-Québec, entre son poste Des Cantons et la frontière américaine. Au cours de l'été de 1985, l'Office a aussi inspecté l'état après construction de l'oléoduc Norman Wells.

Pour ce qui est des projets de grande envergure, l'Office exige que les sociétés déposent des rapports environnementaux post-construction qui documentent la remise en état de l'emprise après la construction. Les rapports de surveillance étudiés en 1985 comprenaient ceux déposés par la société du Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. et la société Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.

En 1985, plusieurs inspections sur le terrain ont été menées à divers emplacements pour surveiller l'état des emprises et leur remise en état après la construction.

En plus de la réglementation des pipelines et des lignes internationales du transport d'électricité, l'Office surveille l'exploitation des installations connexes telles que les usines à gaz et les terminaux de chargement de pétrole quant au respect des exigences environnementales. En 1985, l'Office a encouragé une étude du matériel et des méthodes nécessaires pour éliminer les dégagements d'odeur pendant les chargements de pétroliers au terminal pétrolier de Westridge, de la Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., situé dans Burrard Inlet, Burnaby (Colombie-Britannique).

Au cours de cette année, l'Office a mis au point un concept de liste de questions environnementales qui permet aux sociétés de remédier aux préoccupations environnementales.

Autres activités environnementales

Les activités non réglementaires de l'Office sur le plan de l'environnement comprenaient la rédaction d'un document intitulé "Pipeline Construction: Prevention of Impacts to Agricultural Lands" (Construction pipelinière: prévention des impacts sur les terres agricoles) qui a été publié dans le journal de l'International

Right-of-Way Association (Association internationale des emprises). L'Office a aussi participé à une série de réunions interministérielles afin de discuter la proposition du ministère des Pêches et Océans sur la Politique de gestion de l'habitat des poissons.

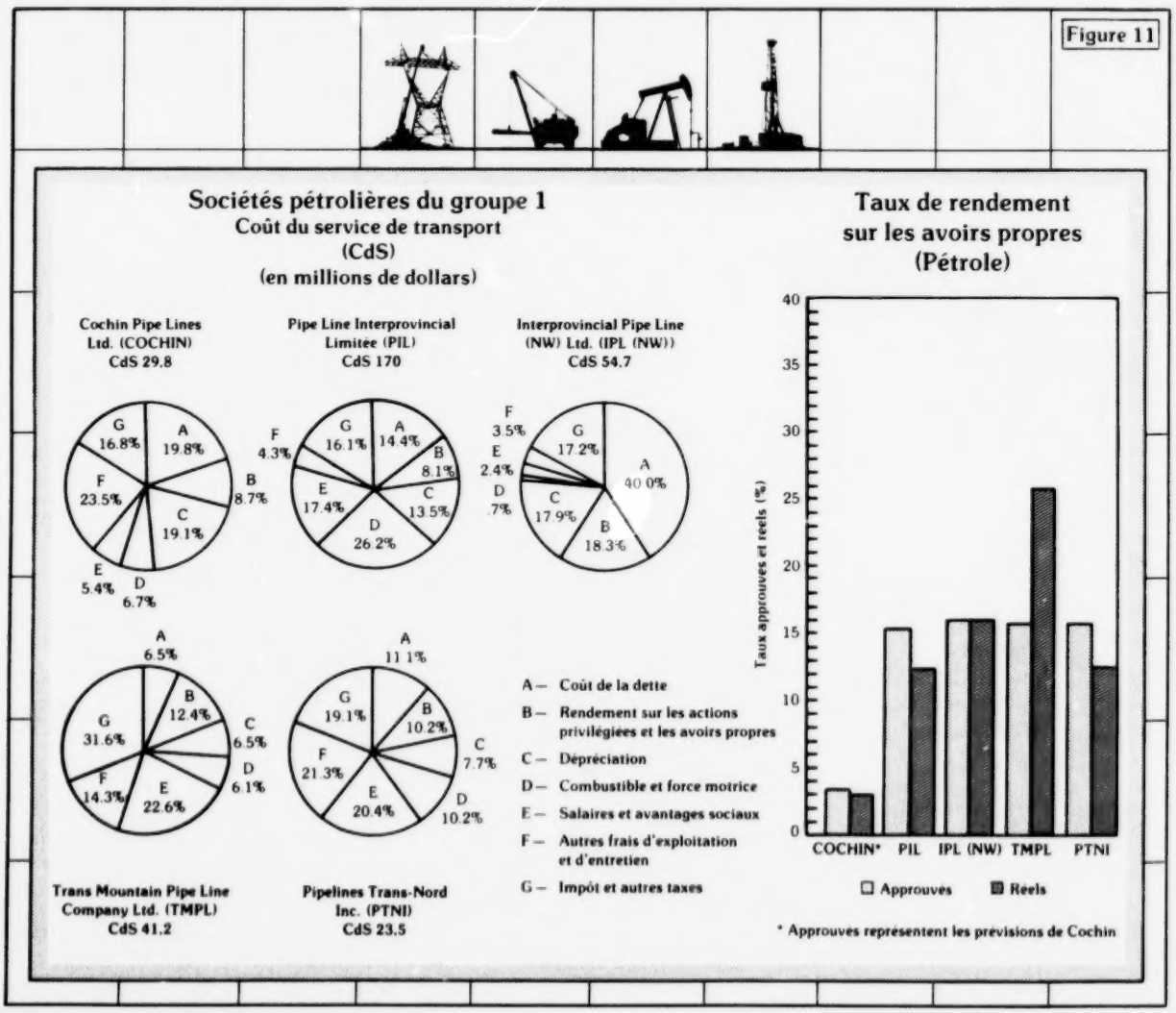
Un manuel de surveillance environnementale a été produit pour servir de guide aux inspecteurs environnementaux de l'Office pendant l'inspection sur le terrain de la construction des installations.

En 1985, l'Office a tenu plusieurs séances d'information pour guider les organismes des gouvernements provinciaux sur la participation efficace aux processus de réglementation de l'Office. En vue de se tenir au courant de l'actualité des questions et des progrès environnementaux, le personnel de l'Office chargé de l'environnement a aussi assisté à des conférences et a participé à des ateliers sur une vaste gamme de sujets clés.

Questions de réglementation financière

En 1985, un certain nombre d'importantes audiences publiques ont été tenues pour déterminer les droits justes et raisonnables des pipelines ainsi que pour déterminer les méthodologies de réglementation des taux. Les détails se rapportant à ces audiences ont

Figure 11



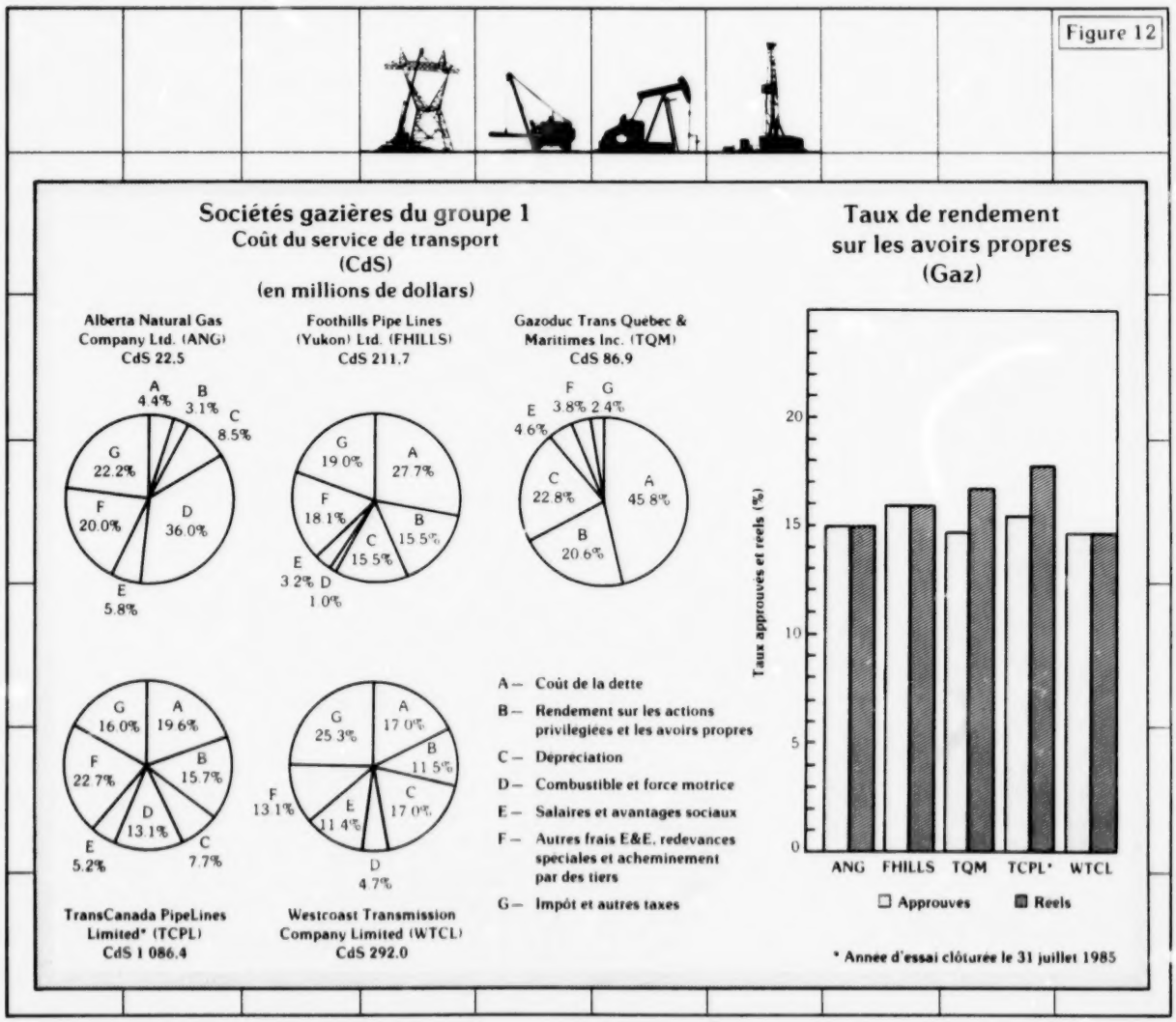
été donnés plus haut dans le présent chapitre.

En outre, l'Office continue de surveiller les résultats financiers et les pratiques comptables des 39 sociétés d'oléoducs et de gazoducs relevant de sa compétence. Pour ce faire, l'Office analyse les rapports de surveillance régulière déposés par les sociétés auprès de l'Office et il effectue des examens permanents sur le terrain. En vue de diminuer la charge de réglementation des exploitants pipeliniers, des lignes directrices ont été diffusées au cours de l'année pour réduire de façon importante les exigences de dépôt de 29 sociétés pipelinières plus petites. Ces sociétés sont réglementées maintenant en fonction des plaintes reçues. Les dix importants exploitants continuent de relever des exigences de la réglementation complète. Les figures 11 et 12 reflètent les statistiques financières clés pour les principaux pipelines en 1985.

En réponse à l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel*, l'Office étudie l'établissement de droits et de tarifs de transport pour permettre aux producteurs de gaz de faire des ventes directes aux consommateurs en vue de permettre un accès plus libre du gaz naturel aux marchés canadiens et d'exportation.

En 1985, l'Office a autorisé l'établissement de droits temporaires pour le service de

Figure 12



transport interruptible sur le réseau de la Westcoast Transmission à compter du 1er août 1985. Ces droits ont été établis pour permettre l'établissement de ventes directes et seront réexaminés au cours de l'audience de 1986 sur les droits de la Westcoast.

En 1985, l'Office a accepté deux tarifs déposés par Cochin Pipe Lines Ltd. offrant des taux de rabais particuliers en été. Les taux réduits se rapportaient à l'expédition de propane et d'éthylène au sud de l'Ontario et au mid-ouest des États-Unis.

Après la décision de l'Office sur le fait de rendre publics les rapports de vérification de la conformité des sociétés pipelinières, onze de ces rapports de vérification ont été achevés par le personnel de l'Office et sont disponibles actuellement.

En vue de diminuer la charge de réglementation des exploitants pipeliniers, des lignes directrices ont été diffusées au cours de l'année pour réduire de façon importante les exigences de dépôt de 29 sociétés pipelinières plus petites.

Aux termes des dispositions de la Loi sur l'administration de l'énergie et de ses règlements d'application, l'Office est chargé de la vérification des redevances d'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers en vrac aux termes de licences. Ce programme a été terminé depuis le 1er juin 1985, mais l'Office est toujours chargé de la vérification de toutes les exportations jusqu'à cette date. En 1985, les redevances recueillies pour ces exportations totalisaient 534 millions de dollars.

Aux termes du programme de redevances de recouvrement en matière de carburants de soute, l'Office s'est vu déléguer la responsabilité de recueillir les redevances d'exportation appliquées au carburant de soute d'aviation et de marine consommé pour le transport international. Bien que, depuis lors, ce programme ait été éliminé, l'Office s'est engagé à terminer au nom du gouvernement fédéral, les remboursements aux transporteurs aériens et la vérification des levées sur les fournisseurs et exploitants marins. En 1985, l'Office a ordonné des remboursements totalisant 2,7 millions de dollars aux parties touchées.

Questions d'ordre juridique

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

En mars 1985, la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick (CEENB) a déposé auprès de la Cour d'appel fédérale:

- une demande aux termes du paragraphe 18(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie pour l'autorisation d'en appeler de la décision de l'Office du 20 février 1985 concernant la Maritime Electric Company Limited (MECL) et la CEENB; et
- une demande conformément à l'article 50 de la Loi sur la Cour d'appel fédérale pour obtenir un sursis à la décision de l'Office et à l'Ordonnance nº MO-9-84 relative à l'affaire MECL/CEENB.

Les demandes ont été débattues devant la Cour les 17 et 18 avril 1985 et l'autorisation de faire appel a été accordée. Dans sa décision datée du 3 juin 1985, la Cour a rejeté la demande de suspension de la décision et de l'ordonnance de l'Office. L'appel a été débattu devant la Cour d'appel fédérale en juillet 1985 et a été rejeté dans une décision datée du 6 août 1985.

Le 3 octobre 1985, la CEENB a déposé auprès de la Cour Suprême du Canada une demande d'autorisation d'en appeler du jugement de la Cour d'appel fédérale. Le 21 novembre 1985 cette demande a été rejetée et les coûts afférants ont été imputés au demandeur.

Adjudication des coûts

Au cours d'une audience de réexamen de la décision de l'Office permettant à la société Pipe Line Interprovincial Limitée de situer des installations de terminal de propane à Flamborough (Ontario), plusieurs parties avaient demandé que l'Office adjuge en leur faveur les coûts devant être payés par l'Interprovincial. Dans une lettre datée du 17 octobre 1985, l'Office a renvoyé la question de compétence de l'Office sur l'adjudication des coûts à cette audience à la Cour d'appel fédérale. Cette affaire sera vraisemblablement débattue devant la Cour d'appel fédérale en avril 1986.

Canadien Pacifique Air Limitée et Wardair Canada (1977) Ltd.

Les poursuites intentées par Canadien Pacifique Air Limitée et Wardair Canada (1977) Ltd. auprès de la Cour fédérale, division de première instance, contre le Procureur général du Canada et l'Office sont demeurées essentiellement inactives. Les transporteurs aériens cherchent à obtenir des déclarations quant à la validité, en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, de la délivrance de licences d'exportation

ou de l'établissement de prix minimaux d'exportation pour le carburant aviation utilisé par ces transporteurs aériens lors de vols internationaux de mai 1981 à avril 1983.

Exportations non autorisées et perception des redevances d'exportation

Dans le cadre de ses responsabilités en vertu de la Loi sur l'administration de l'énergie qui consistent à recevoir les redevances sur les pétroles exportés du Canada, l'Office aide le ministère de la Justice dans des poursuites judiciaires pour percevoir des redevances d'exportation impayées. En 1985, le jugement a été obtenu dans une de ces poursuites. Au cours de l'année, des procédures de pénalisation ont été entreprises dans le cadre de ce jugement et dans celui d'un jugement analogue rendu à la fin de 1984.

Sur le plan pénal, toute conviction pour l'exportation de pétrole sans licence aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie, obtenue par l'Office à la fin de 1984 a fait l'objet d'un appel par l'accusé en janvier 1985. En octobre 1985, l'appel a été rejeté par suite d'abandon.

Lois et règlements

Le chapitre ci-après décrit les changements qui ont été apportés en 1985 aux lois, aux règlements ou aux règles en vertu desquels fonctionnent l'Office. Tous les numéros de l'État des projets de réglementation (trimestriel) contiennent des informations plus détaillées à ce sujet.

Modifications aux règlements d'application de la Loi sur l'Office national de l'énergie

Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)

Ce règlement qui porte sur l'exportation et l'importation de pétrole, de gaz et d'électricité a été modifié plusieurs fois en cours d'année, principalement à la suite des importantes activités de déréglementation de l'énergie. Des modifications, complétées ou à diverses étapes de préparation, comprennent ce qui suit:

- Une modification à l'article 6 concernant les renseignements requis dans une demande en vue de l'obtention d'une licence d'exportation d'électricité. L'Office a reçu les commentaires des parties intéressées et ceux-ci sont à l'étude.
- Une modification à l'article 8 comprend la récente décision du gouvernement en vue de déréglementer les exportations à court terme de gaz naturel en faisant délivrer des licences sur deux ans sans aucune restriction sur les volumes. Le gouverneur en conseil a approuvé cette modification en novembre 1985.
- Des modifications à l'article 10 et aux articles 24 à 32 du Règlement, à l'exception de l'article 31, en vue de mettre en vigueur la déréglementation des exportations de pétrole à court terme selon les dispositions de l'*Accord de l'Ouest*. Ces articles précisent les modalités en vertu desquelles l'Office peut autoriser l'exportation à court terme de pétrole et de produits pétroliers et les détails connexes. Le gouverneur en conseil a approuvé cette modification en avril 1985.
- Une modification à l'alinéa 18(1)c) permettant aux détenteurs d'ordonnances autorisant des exportations d'électricité ne dépassant pas 1 000 kilowatts de déposer des rapports d'exportation moins fréquemment qu'à chaque mois, mais au moins une fois l'an. Le gouverneur en conseil a approuvé cette modification en mars 1985.
- Une modification à l'article 20 pour éliminer les contrôles sur les exportations d'éthylène. Le gouverneur en conseil a approuvé cette modification en mai 1985.
- Des modifications aux articles 24, 26 et 27 afin d'exiger que l'Office approuve par ordonnance particulière certaines exportations marines de la côte-ouest du Canada de pétrole brut contenant plus de 0,9 pour cent de soufre. Ces articles couvrent aussi les exportations marines de la côte-ouest pour importation subséquente au Canada. Les modifications permettent aussi à l'Office d'assortir de modalités l'ordonnance qu'il délivre afin de prévoir que l'exportateur exige de la société chargeant le pétrole qu'elle se serve des meilleurs moyens possibles en vue de minimiser le dégagement d'odeur. Le gouverneur en conseil a approuvé ces modifications en décembre 1985.

Règlement sur les prix d'exportation du gaz

En avril 1983, le gouverneur en conseil a établi le règlement sur les prix d'exportation du gaz naturel afin de prescrire le prix du gaz naturel exporté aux termes du règlement (Partie VI).

Pendant toute l'année, des modifications ont été apportées aux dispositions du règlement contenant le barème de prix incitatifs liés au volume, notamment la prorogation du programme jusqu'au 31 octobre 1986. En vertu de ce barème, présenté en juillet 1983, les exportateurs étaient autorisés à vendre des quantités de gaz naturel excédentaires par rapport à un niveau de base établi, et ce à un prix incitatif.

D'autres modifications à ce règlement ont été apportées pendant toute l'année jusqu'au 1er novembre, date à laquelle les exportations de gaz naturel à court terme ont été déréglementées. Des modifications prescrivent les prix des exportations de gaz négociés par les sociétés individuelles.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. Règlement sur la comptabilité de la redevance spéciale

En juin 1984, l'Office a diffusé aux fins de recueillir les commentaires de la Foothills (Yukon) et des parties intéressées une ébauche de règlement sur la comptabilité de la redevance spéciale conçue pour permettre le remboursement de la redevance spéciale aux expéditeurs du réseau construit au préalable (Phase I) lorsque la canalisation principale (Phase II) sera achevée. Sur la base des commentaires reçus de Foothills (Yukon) et des parties intéressées, l'Office a décidé, en octobre 1985, de reporter l'examen du règlement jusqu'à ce qu'il y ait une audience sur les droits de la Foothills (Yukon).

Règlement sur la conservation des dossiers des sociétés pipelinières

Des modifications ont été apportées au règlement sur la conservation des dossiers des sociétés pipelinières afin d'exiger de ces dernières qu'elles gardent certains dossiers tels que les récépissés et les factures jusqu'à ce qu'une période de six ans se soit écoulée. Auparavant, ceci n'était accordé qu'un an après que l'autorisation d'abandon de l'exploitation d'un pipeline ait été autorisée par l'Office. Le gouverneur en conseil a approuvé ces modifications en septembre 1985.

Modifications aux règlements sur l'administration de l'énergie

L'Office national de l'énergie est chargé de l'administration des dispositions des Parties I, I.1 et III de la Loi sur l'administration de l'énergie. Les règlements suivants ont été modifiés en 1985.

Règlement de la Loi sur l'administration de l'énergie, Partie I

Trois modifications ont été apportées en vue de modifier les dispositions régissant les méthodes de paiement de 50 pour cent des recettes de redevances d'exportation de pétrole brut aux provinces productrices. Le gouverneur en conseil a approuvé ces modifications en février, juin et septembre 1985.

Règlement sur les prix du gaz naturel et ordonnances spéciales d'établissement de prix

En 1985, un certain nombre de modifications ont été apportées au règlement de 1981 sur les prix du gaz naturel en vue de prescrire les prix auxquels les sociétés vendent le gaz albertain à l'extérieur de l'Alberta pour consommation sur les marchés internes ou d'exportation. En outre, l'Office a modifié plusieurs ordonnances en vertu de l'article 53 de la Loi en vue d'approuver les prix auxquels le gaz est acheté en Alberta et en Colombie-Britannique pour être consommé à l'extérieur de ces provinces.

Représentation à la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis - (Ordonnance 380 de la FERC)

En juin 1985, l'Office a reçu de la Federal Energy Regulatory Commission un avis de proposition d'établissement de règles (ordonnance nº 380) qui proposait des modifications étendues aux règlements de la Commission régissant le transport de gaz naturel par les gazoducs entre-états. Dans un mémoire déposé auprès de la Commission en juillet 1985, l'Office a exprimé son inquiétude au sujet d'un certain nombre de propositions qui, selon l'Office, seraient discriminatoires vis-à-vis du gaz naturel canadien. L'Office était particulièrement inquiet des répercussions sur les exportations de gaz naturel canadien de la Partie D de la proposition de la Commission qui se rapporte à l'établissement des prix du gaz naturel acheminé par gazoduc.

Au début d'octobre 1985, la Commission a délivré une décision finale qui adoptait de nombreuses propositions présentées à l'origine; la Commission a reporté sa décision sur la Partie D en attendant la réception de davantage de commentaires. Dans un autre mémoire présenté à la Commission en novembre 1985, l'Office a répété ses inquiétudes au sujet des répercussions des propositions de la Partie D sur la commercialisation du gaz naturel canadien aux États-Unis.

Réforme de la réglementation

En 1985, l'Office a poursuivi diverses initiatives dans le domaine de la réforme de la réglementation dont les plus importantes sont décrites ci-après.

Règles de pratique et de procédures

L'Office est en voie de remplacer ses Règles de pratique et de procédures existantes. Ces règles expliquent en général comment il faut s'y prendre pour présenter une demande auprès de l'Office. On précise aussi les méthodes à suivre dans le cadre d'une audience publique, notamment une description de la forme et du contenu des documents déposés auprès de l'Office et les procédures à suivre pour présenter des avis de motion auprès de l'Office ou pour demander un réexamen ou une nouvelle audience. Le Conseil des membres de l'Office a approuvé l'ébauche des Règles et l'Office a demandé que toutes les parties commencent à les utiliser. Après examen officiel de ces règles par le ministère de la Justice, elles seront publiées dans la Gazette du Canada.

En août 1985, l'Office a diffusé aux fins de commentaires la Partie III révisée de l'Annexe aux Règles de pratique et de procédures. Ce document énumère les renseignements exigés avec une demande pour l'obtention d'un certificat afin d'autoriser la construction et l'exploitation d'une ligne internationale de transport d'électricité. Des commentaires ont été reçus des parties intéressées et font l'objet d'une étude.

En septembre 1985, l'Office a diffusé la Partie VI révisée de l'annexe aux Règles de pratique et de procédures traitant des exigences environnementales dans les demandes ayant trait aux pipelines et aux installations connexes. Des renseignements supplémentaires sur cette partie révisée sont donnés sous la rubrique *Exigences de renseignements environnementaux.*

Règlement sur les pipelines terrestres

L'Office a achevé l'étude approfondie visant à consolider et à améliorer le règlement sur les oléoducs et celui sur les gazoducs. En novembre 1985, l'Office a diffusé une ébauche du nouveau règlement sur les pipelines terrestres afin de recueillir les commentaires de l'industrie et d'obtenir un examen détaillé par un groupe de travail de l'industrie. Ce règlement prévoit la sécurité de conception, de construction et d'exploitation des oléoducs et des gazoducs.

Des modifications exhaustives ont éte faites au Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI), principalement à la suite des importantes activités de déréglementation de l'énergie.

Règlement sur les pipelines en mer

À la fin de 1984, l'Office a diffusé aux fins de commentaires la première ébauche du nouveau règlement sur les pipelines en mer. Ce règlement régit la sécurité de conception, de construction et d'exploitation des pipelines en mer et se sert de la norme préliminaire de l'ACNOR "ACNOR Z187, norme des pipelines en mer", comme document de base.

En avril 1985, les parties intéressées ont été invitées à déposer leurs commentaires sur ce règlement. À la suite d'une réunion avec les représentants de l'industrie, un groupe de travail de l'industrie a été formé pour étudier ce règlement. Après cette étude préliminaire, une nouvelle ébauche a été préparée et sera présentée au début de 1986 à l'examen du groupe de travail de l'industrie et à d'autres parties intéressées.

Niveau de réglementation des pipelines

L'Office a mené un réexamen afin de déterminer le niveau pertinent de détails dans la réglementation des grands pipelines et autres. Ce réexamen a identifié un certain nombre de domaines dans lesquels la réglementation de certaines sociétés pipelinières, aux termes des Parties III et IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie, pourrait être simplifiée sans mettre en péril l'intérêt public. Les lignes directrices proposées pour réaliser cette simplification ont été diffusées en août 1985. Elles permettront de réduire de façon importante la charge de réglementation de 29 sociétés d'oléoducs et de gazoducs (sociétés de groupe 2). Les dix autres grands pipelines restants (sociétés de groupe 1) ne sont pas touchés par cette simplification et continuent d'être assujettis aux exigences existantes de réglementation.

Le règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs et le règlement analogue sur les gazoducs seront modifiés tous deux pour exempter les sociétés de groupe 2 des exigences demandant de garder un code formalisé de

comptes comme le prescrit le règlement. Ces modifications devront être approuvées par le gouverneur en conseil.

Exigences de renseignements environnementaux

En septembre 1985, l'Office a demandé aux parties intéressées de présenter leurs commentaires sur deux ébauches de documents décrivant les renseignements environnementaux exigés des sociétés déposant une demande en vue de construire des pipelines et des installations connexes.

Un document proposait des lignes directrices pour les demandes se rapportant aux installations de traitement et de stockage, notamment les usines de traitement du gaz et les usines de chevauchement, les usines de gaz naturel liquéfié, les réservoirs de stockage de pétrole et les usines de transfert de produits gazeux. Les autres documents proposaient des modifications à la Partie VI de l'Annexe aux Règles de pratique et de procédures. La Partie VI révisée se rapporterait aux exigences environnementales des demandes ayant trait à tous les autres pipelines et aux installations connexes.

Une ébauche révisée des deux documents a été envoyée en décembre 1985 à un groupe de travail de l'industrie et aux gouvernements provinciaux pour recueillir davantage de commentaires et une réunion avec le groupe de travail est prévue pour janvier 1986.

Procédures de redressement des droits

L'Office a réexaminé les méthodes de redressement des droits des grandes sociétés d'oléoducs notamment Pipe Line Interprovincial Limitée, Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., Pipelines Trans-Nord Inc. et Cochin Pipe Lines Ltd. En juin 1985, l'Office a diffusé les procédures révisées de demandes de droits des trois premières sociétés. L'Office poursuit son réexamen des procédures applicables à Cochin.

Règlement sur les coûts de construction et les renseignements financiers

En août 1985, l'Office a diffusé aux fins de commentaires une nouvelle ébauche de règlements sur les renseignements exigés des sociétés qui construisent et exploitent un pipeline. Ce règlement sur les coûts de construction et les renseignements financiers qui ne s'applique qu'aux grandes sociétés pipelinières, remplacerait le règlement existant sur les renseignements de droits ainsi que le protocole d'instructions de l'Office du 21 octobre 1966. Les commentaires définitifs ont été reçus et sont à l'étude.

Règlement sur les renseignements d'exportation d'électricité

En mai 1985, l'Office a diffusé des lignes directrices sur les renseignements exigés dans les demandes d'exportation d'électricité par ordonnance, sans audience publique. Ces lignes directrices révisées étaient nécessaires à la suite d'une modification de 1984 à la Partie VI du Règlement qui autorisait des limites plus élevées sur la quantité de puissance et d'énergie qui peut être exportée aux termes d'une ordonnance.

Contrôle sur les gaz de pétrole liquéfiés (GPL)

À la fin de 1984, l'Office a sollicité les points de vue des secteurs producteurs et de commercialisation de l'industrie du GPL et d'autres parties intéressées pour savoir si le propane devait être déréglementé de la même façon que les butanes l'ont été en octobre 1983. L'enquête a été lancée à la suite des fortes indications en ce sens de l'industrie selon laquelle il était temps de réexaminer la nécessité de poursuivre les contrôles sur l'exportation du propane.

En janvier 1985, l'Office a décidé que, à compter du 1er avril 1985, les restrictions de volumes sur les autorisations à court terme d'exportation de propane par ordonnance devraient être abrogées. Toutefois, les exportateurs doivent encore obtenir une autorisation de l'Office et doivent satisfaire le prix d'exportation minimal déterminé par l'Office.

En même temps, l'Office a décidé d'éliminer tous les contrôles sur les exportations d'éthylène. (Voir *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)).*

Annexes

Liste des annexes

Synthèse de l'énergie

1. Consommation au Canada d'énergie primaire 46
2. Production, importations, exportations et demande intérieure en pétrole brut et hydrocarbures équivalents 46
3. Livraisons de gaz naturel 47
4. Production, importations, exportations et demande intérieure en électricité 47

Gaz

1. Ordonnances délivrées en 1985 approuvant de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de moins de 40 kilomètres de longueur 48
2. Ordonnances délivrées en 1985 approuvant des modifications et des ajouts aux installations de gazoducs existantes 49
3. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1985 51
4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de propane, butanes, éthane et éthylène, au 31 décembre 1985 56
5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel, au 31 décembre 1985 59
6. Licences et ordonnances à long terme d'importation de propane, butanes, éthane et éthylène, au 31 décembre 1985 60
7. Exportations de gaz naturel 62
8. Importations de gaz naturel 64
9. Exportations de propane, butanes, éthane et éthylène en vertu de licences et d'ordonnances 65
10. Importations de propane, butanes, éthane et éthylène en vertu de licences et d'ordonnances 67
11. Exportations totales nettes de propane et de butanes 69

Pétrole

1. Certificats délivrés en 1985 approuvant de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longueur 70
2. Ordonnances délivrées en 1985 approuvant de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de moins de 40 kilomètres de longueur 70
3. Ordonnances délivrées en 1985 approuvant des modifications et des ajouts aux installations d'oléoducs existantes 71

4. Exportations de pétrole brut canadien et d'équivalents - Janvier à décembre 1984 et janvier à mai 1985 72

5. Redevances d'exportation en 1985 pour le pétrole brut 73

6. Redevances d'exportation en 1985 pour les produits pétroliers raffinés 74

7. Exportations de produits pétroliers et importations de mazout lourd 75

8. Échanges de pétrole brut et d'équivalents avec les États-Unis au moyen des réseaux pipeliniers du Mi-continent de janvier à mai 1985 76

Électricité

1. Certificat délivré en 1985 pour une ligne internationale de transport d'électricité 77

2. Ordonnance délivrée en 1985 relative à des lignes internationales de transport d'électricité 77

3. Licence délivrée en 1985 pour l'exportation de puissance et d'énergie électriques 77

4. Ordonnances délivrées en 1985 pour l'exportation de puissance et d'énergie électriques 78

5. Exportations d'énergie électrique 79

Synthèse de l'énergie

1. Consommation au Canada d'énergie primaire[a] (Pétajoules)

	1981	1982	1983	1984	1985(e)
Pétrole[b]	3785.0	3381.2	3160.1	3160.6	3120.9
Gaz naturel[c]	1772.9	1798.8	1847.7	2003.7	2116.1
Hydro-électricité[d]	950.9	935.2	947.1	1020.5	1080.0
Électricité nucléaire[d]	147.2	143.3	177.6	189.5	216.0
Charbon	947.9	1001.7	1048.0	1167.4	1105.0
Renouvelable	452.8	470.1	487.1	476.1	503.6
Total pour le Canada	8056.7	7730.3	7667.6	8017.8	8141.6

a — Y compris l'utilisation autre que l'énergie, l'utilisation à des fins personnelles et les conversions, et comprend le combustible nécessaire pour les exportations d'électricité.

b — Y compris les GPL.

c — Exclu la contraction due au retraitement, mais inclus l'éthane.

d — Convertie en utilisant un facteur de 3.6 pétajoules le terawatt heure, soit le contenu énergétique de la puissance fournie par l'électricité.

Si l'électricité était convertie en unités d'énergie en supposant que la quantité d'énergie primaire associée à l'hydro-électricité et à l'électricité nucléaire représente la quantité d'énergie comprise dans les combustibles fossiles nécessaires pour produire de l'électricité équivalente, il faudrait employer un facteur de 10,5 pétajoules le terawatt heure, et les résultats seraient :

	1981	1982	1983	1984	1985(e)
Hydro-électricité et électricité nucléaire	3206.3	3149.1	3284.1	3533.2	3780.0

(e) — Estimation

Synthèse de l'énergie

2. Production, importations, exportations et demande intérieure en pétrole brut et hydrocarbures équivalents (Milliers de mètres cubes par jour)

	1981	1982	1983	1984	1985(e)
Production au Canada	220.1	217.7	230.1	243.5	250.6
Importations[a]	71.4	43.8	34.6	34.2	39.5
Offre totale	291.5	261.5	264.7	277.7	290.1
Demande intérieure[b]	275.0	246.7	229.8	229.2	226.9
Exportations[a]	15.8	24.8	42.8	49.8	75.3

a — Exclu les échanges entre le Canada et les États-Unis.

b — Y compris la consommation à des fins personnelles et la demande intérieure en GPL de raffineries. L'écart entre l'offre totale et les ventes totales constitue les changements au niveau des stocks.

(e) Estimations

Synthèse de l'énergie

3. Livraisons de gaz naturel (Milliards de mètres cubes à 101,325 kPa et 15° Celsius)

	1981	1982	1983	1984	1985(e)
Ventes nettes au Canada[a]	43.1	44.2	44.1	47.7	49.9
Autres usages au Canada[b]	3.4	3.1	1.2	2.1	2.3
Exportations	21.6	22.2	20.2	21.4	26.2
Livraisons totales[c]	68.1	69.5	65.4	71.2	78.4

a — Les ventes nettes comprennent les autres livraisons.
b — Y compris le combustible pour pipeline et les pertes, moins les importations et les changements à l'inventaire.
c — Gaz dans les pipelines, commercialisable.
(e) Estimations

Synthèse de l'énergie

4. Production, importations, exportations et demande intérieure en électricité (Terawatt heures)

	1981	1982	1983	1984	1985(e)
Production totale	380.1	376.8	395.9	424.9	445.0
Importations[a]	.5	.3	.2	.3	.2
Offre totale	380.6	377.1	396.1	425.2	445.2
Demande intérieure	345.9	344.1	359.2	387.6	403.7
Exportations[a]	34.7	33.0	36.9	37.6	41.5

a — Exclu les échanges entre le Canada et les États-Unis.
(e) Estimations

Gaz

1. Ordonnances délivrées en 1985 approuvant de nouvelles installations de gazoducs, y compris la construction de gazoducs de moins de 40 kilomètres de longueur.

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée	Installations	Coûts estimatifs ($)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XG-11-85	85-11-14	Robinet de vente Byron Creek, avec 0,5 kilomètre d'un raccordement de 114,3 millimètres de diamètre et avec des installations de comptage du gaz (Colombie-Britannique).	110 000
Champion Pipe Line Corporation Limited	XG-14-85	85-12-18	Deux raccordements de piquage (Ontario).	Non identifiés
ICG Transmission Holdings Ltd.	XG-5-85	85-06-26	Construction d'un gazoduc de 323,9 millimètres de diamètre, 0,3 kilomètre de long, et assemblage de vanne de sectionnement, Ontario.	694 305
ICG Transmission Holdings Ltd.	XG-12-85	85-11-27	Amélioration de la station de comptage Rainy River City (Ontario)	50 000
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited	XG-9-85	85-08-14	Raccordement pour approvisionnement en gaz, (Saskatchewan).	45 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-1-85	85-01-23	Robinet de vente Kemptville (Ontario)	70 600
TransCanada PipeLines Limited	XG-3-85	85-04-24	Robinet de vente Richardson (Saskatchewan)	76 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-4-85	85-05-23	Station de comptage et de ventes Richmond (Ontario).	725 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-6-85	85-06-12	Robinet de vente Val Rita (Ontario)	60 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-10-85	85-08-07	Station de comptage et de vente Cornwall West (Ontario).	450 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-13-85	85-12-11	Station de comptage et de vente Cookstown (Ontario).	275 000
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XG-8-85	85-07-17	Installations de livraison du gaz du pénitencier Donnacona (Québec).	20 500
Westcoast Transmission Company Limited	XG-2-85	85-04-11	Station de comptage de LGN, station de comptage n° 66 (Colombie-Britannique).	1 827 000
Westcoast Transmission Company Limited	XG-7-85	85-07-15	Amélioration d'une conduite de croisement de 762 millimètres, Coquihalla River (Colombie-Britannique)	550 000

Gaz

2. Ordonnances délivrées en 1985 approuvant des modifications et des ajouts aux installations de gazoducs existantes

Demandeur	Numero d'ordonnance	Délivrees	Installations	Coûts estimatifs ($)
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-1-85	85-01-09	Modifications à la station et à l'usine en général	1 524 095
Alberta Natural Gas Company Ltd.	XGM-23-85	85-12-11	Modifications à la station et à l'usine en général	2 120 100
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.	XGM-9-85	85-05-01	Modifications à la station de compression	185 100
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.	XGM-9-85	85-05-01	Modifications à la station de compression et à celle de comptage.	1 243 100
Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.	XGM-9-85	85-05-01	Équipment de transport.	27 500
ICG Transmission Holdings Ltd.	XGM-18-85	85-08-21	Remplacement de composantes de compteurs.	140 100
TransCanada PipeLines Limited	XGM-3-85	85-02-13	Remplacement de tuyauteries, modifications à la station de compression et de comptage et à l'usine en général	31 208 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-4-85	85-02-27	Remplacement de tuyauteries, installations de compression et de comptage.	4 863 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-5-85	85-03-13	Améliorations locatives, équipement de transport.	1 140 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-7-85	85-04-11	Remplacement de tuyauteries.	Non identifiés
TransCanada PipeLines Limited	XGM-10-85	85-05-01	Remplacement de tuyauteries.	Non identifiés
TransCanada PipeLines Limited	XGM-12-85	85-06-12	Remplacement de tuyauteries et améliorations à la station.	1 583 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-16-85	85-07-17	Remplacement de tuyauteries.	Non identifiés
TransCanada PipeLines Limited	XGM-20-85	85-08-28	Modifications à la station, etc.	626 000
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XGM-6-85	85-04-03	Améliorations à la station et protection de l'emprise.	273 300
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XGM-14-85	85-06-26	Équipement de transport, équipement de travail, etc.	115 000
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XGM-22-85	85-12-05	Immeuble de télémétrie et de contrôle.	181 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-2-85	85-02-13	Modifications à la station et à l'usine, services de bureau	323 400
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-8-85	85-05-01	Remplacement de tuyauteries,modifications à la station et à l'usine.	Non identifiés

Gaz

2. (Suite) Ordonnances délivrées en 1985 approuvant des modifications et des ajouts aux installations de gazoducs existantes

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrées	Installations	Coûts estimatifs ($)
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-11-85	85-05-23	Installations de comptage.	Non identifiés
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-13-85	85-07-04	Projets de station de compression, modifications à l'usine et ajouts, etc.	5 528 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-15-85	85-07-04	Opérateurs de vannes.	260 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-17-85	85-08-21	Modifications à la station de compression et à l'usine, équipement mobile, etc.	602 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-19-85	85-09-11	Raccordement des gazoducs de l'Alberta et de Boundary Lake à la station de comptage de LGN, modifications à la station de compression.	474 000
Westcoast Transmission Company Limited	XGM-21-85	85-10-23	Modifications à l'usine et à la station de compression, équipement mobile, titrateurs thermique, etc.	1 027 000
Westcoast Transmission Company Limited	GPL-W5-1-85	85-02-07	Remplacements de conduites principales.	811 000
Westcoast Transmission Company Limited	GPL-W5-2-85	85-04-17	Remplacements de conduites principales et de doublements.	41 023 000
Westcoast Transmission Company Limited	GPL-W5-3-85	85-05-03	Remplacements de doublements.	

Gaz

3. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1985

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou d'ordonnance Du	Au	Volume maximum Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
1 Alberta & Southern Gas Co. Ltd.	GL-3	Kingsgate (C.-B.)	61-10-31	86-10-30	12 995.4	4 341.8	109 467.8
			86-10-31	87-10-31	3 248.9	1 085.5	
	GL-16		66-11-01	67-10-31	3 204.6	1 059.9	45 721.1
			67-11-01	89-10-31	6 409.2	2 119.8	
	GL-24		68-11-01	69-10-31	3 427.7	1 102.0	52 491.0
			69-11-01	91-10-31	6 685.4	2 206.7	
			91-11-01	92-10-31	4 784.6	1 577.4	
			92-11-01	93-10-31	3 835.6	1 263.4	
	GL-35		70-11-01	87-10-31	5 807.2	1 192.1	32 506.2
	GL-67		86-11-01	87-10-31	12 995.4	3 256.3	20 619.1
			87-11-01	90-10-31	12 995.4	4 341.8	
			90-11-01	91-10-31	8 654.9	2 891.6	
			91-11-01	92-10-31	4 327.5	1 445.8	
	GL-68		89-11-01	90-10-31	6 409.2	2 119.8	4 237.5
			90-11-01	91-10-31	4 268.5	1 411.8	
			91-11-01	91-10-31	2 134.3	705.9	
	GL-69		87-11-01	90-10-31	5 807.2	1 912.1	7 646.4
			90-11-01	91-10-31	3 867.6	1 273.4	
			91-11-01	92-10-31	1 933.8	636.7	
2. Canadian Montana Pipe Line Company	GL-5	Cardston (Alta.), Emerson (Man.) & Niagara Falls (Ont.)	61-10-31	86-10-30	1 019.8	310.2	7 832.3
			86-10-31	87-10-31	255.0	77.6	
	GL-17		66-11-01	67-10-31	339.9	103.4	4 652.8
			67-11-01	89-10-31	679.9	206.8	
	GL-25		68-11-01	69-10-31	339.9	103.4	4 905.4
			69-11-01	91-10-31	679.9	206.8	
			91-11-01	92-10-31	439.0	133.6	
			92-11-01	93-10-31	390.9	119.0	
	GL-36		70-11-01	85-10-31	339.9	103.4	1 628.5
			85-11-01	86-10-31	170.0	51.7	
			86-11-01	87-10-31	85.0	25.9	
	GL-52	Aden (Alta.)	80-01-01	83-03-31	1 416.4	283.3	2 266.4
			83-04-01	87-12-31	1 133.1	283.3	
	GL-53	Cardston (Alta.), Emerson (Man.) & Niagara Falls (Ont.)	86-07-01	86-10-31	340.0	34.5	86.2
			86-11-01	87-10-31	170.0	51.7	
	GO-3-79	Reagan Field (Alta.)	79-05-01	93-12-31	30.0	10.3	105.0
	GL-70	Niagara Falls (Ont.)	86-11-01	87-10-31	637.4	193.9	814.1
			87-11-01	90-10-31	509.9	155.1	
			90-11-01	91-10-31	339.6	103.3	
			91-11-01	92-10-31	169.8	51.6	
	GL-71	Niagara Falls (Ont.)	89-11-01	90-10-31	340.0	103.4	206.7
			90-11-01	91-10-31	226.4	68.9	
			91-11-01	92-10-31	113.2	34.4	

Gaz

3. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1985

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportationn	Durée de la licence ou d'ordonnance Du	Au	Volume maximum Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	À terme (10^6m^3)
	GL-72	Aden (Alta.)	88-01-01	88-10-31	1 133,1	236,1	1 085,7
			88-11-01	90-10-31	1 133,1	283,3	
			90-11-01	91-10-31	754,6	188,7	
			91-11-01	92-10-31	377,3	94,3	
3. Columbia Gas Development of Canada Ltd	GL-54	Monchy (Sask.)	83-04-01	83-12-31	1 450,0	387,7	3 556,1
			84-01-01	87-12-31	1 450,0	517,0	
		Huntingdon (C.-B.)	80-01-01	81-10-31	1 110,4	368,3	
			81-11-01	81-12-31	1 450,0	70,8	
			82-01-01	83-03-31	1 450,0	423,5	
	GL-74	Monchy (Sask.)	88-01-01	88-10-31	1 450,0	430,8	1 981,3
			88-11-01	90-10-31	1 450,0	517,0	
			90-11-01	91-10-31	965,7	344,3	
			91-11-01	92-10-31	482,8	172,2	
4. Consolidated Natural Gas Ltd.	GL-44[a]	Emerson (Man.)	72-03-15	92-10-31	4 249,2	1 274,8	18 951,3
	GL-61	Emerson (Man.) et	80-11-01	85-10-31	5 665,6	2 067,9	13 389,6
		Monchy (Sask.)	85-11-01	86-10-31	4 532,5	1 654,0	
		Maximum combiné	86-11-01	87-10-31	3 824,3	1 396,0	
		Maximum permis à	81-11-01	84-10-31	3 232,9	1 180,0	7 278,9
		Monchy (Sask.) faisant partie	84-11-01	85-10-31	3 891,1	1 438,4	
		des volumes combinés	85-11-01	86-10-31	3 682,6	1 344,0	
		d'Emerson/Monchy	86-11-01	87-10-31	2 620,3	956,5	
	GL-75		87-11-01	89-10-31	3 824,3	1 396,0	2 792,0
			87-11-01	89-10-31	1 912,2	698,0	1 396,0
5. Canada LNG Corp.	GL-76	Port Simpson Bay (C.-B.)	86-04-01	86-12-31	N/S	2 258,0	62 761,0
			87-01-01	87-12-31	N/S	3 309,0	
			88-01-01	88-12-31	N/S	3 986,0	
			89-01-01	89-12-31	N/S	4 136,0	
			90-01-01	2000-12-31	N/S	4 362,0	
			2001-01-01	2001-03-31	N/S	1 090,0	
6. ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	Sprague (Man.)	70-11-01	95-10-31	80,3	9,5	229,0
	GL-29	Fort Frances (Ont.)	70-11-01	95-10-31	915,6	218,5	5 462,2
	GL-30[b]	Sprague (Man.)	70-11-01	95-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
7. KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls (Ont.)	84-11-01	93-10-31	3 540,0	1 292,1	13 567,0
			93-11-01	94-10-31	2 655,0	969,1	
			94-11-01	95-10-31	1 770,0	646,0	
			95-11-01	96-10-31	885,0	323,0	
8. Niagara Gas Transmission Ltd.	GL-55	Cornwall (Ont.)	80-01-01	82-10-31	350,0	89,1	1 500,2
			82-11-01	83-03-31	350,0	37,1	
			83-04-01	83-10-31	1 200,0	145,8	
			83-11-01	85-10-31	1 200,0	250,0	
			85-11-01	87-10-31	1 200,0	275,0	
	GL-78		87-11-01	90-10-31	1 200,0	275,0	1 099,7
			90-11-01	91-10-31	799,2	183,1	
			91-11-01	92-10-31	399,2	91,6	

Gaz

3. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1985

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportationn	Durée de la licence ou d'ordonnance Du	Au	Volume maximum Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	A terme (10^6m^3)
9. Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Niagara Falls (Ont.)	84-11-01	93-10-31	4 332,5	1 581,4	16 604,7
			93-11-01	94-10-31	3 249,4	1 186,0	
			94-11-01	95-10-31	2 166,2	790,7	
			95-11-01	96-10-31	1 083,1	395,4	
	GL-96 (Fusion de GL-59, 63 & 65)	Kingsgate (C.-B.)	84-11-01	85-10-31	7 478,6	2 488,3	27 990,9
			85-11-01	94-10-31	7 478,6	2 488,3	
			94-11-01	95-10-31	4 980,7	1 657,2	
			95-11-01	96-10-31	2 490,7	828,6	
	GL-97 (Fusion de GL-58, 62 & 66)	Monchy (Sask.)	84-11-01	85-10-31	24 928,5	8 294,4	82 935,7
			85-11-01	94-10-31	24 928,5	8 294,4	
			94-11-01	95-10-31	16 602,4	5 524,1	
			95-11-01	96-10-31	8 301,2	2 762,0	
10. ProGas Ltd.	GL-56	Emerson (Man.) et Monchy (Sask.) Maximum combiné	80-11-01	85-10-31	9 440,9	3 100,0	17 050,0
			85-11-01	86-10-31	7 552,7	2 480,0	
			86-11-01	87-10-31	5 664,5	1 860,0	
		Maximum permis à Monchy (Sask.) faisant partie des volumes combinés d'Emerson/Monchy	81-11-01	82-10-31	2 613,7	954,0	10 100,7
			82-11-01	84-10-31	4 849,4	1 770,0	
			84-11-01	85-10-31	6 457,6	2 357,0	
			85-11-01	86-10-31	6 797,4	2 480,0	
			86-11-01	87-10-31	5 098,1	1 860,0	
	GL-79	Emerson (Man.) et Monchy (Sask.) Maximum combiné	87-11-01	88-10-31	5 664,5	1 860,0	1 860,0
			88-11-01	89-10-31	3 776,4	1 240,0	
		Monchy seulement	87-11-01	88-10-31	3 398,8	1 240,0	1 674,0
			88-11-01	89-10-31	1 699,4	620,0	
	GL-80	Niagara Falls (Ont.)	84-11-01	93-10-31	1 420,0	518,3	5 442,1
			93-11-01	94-10-31	1 065,0	388,7	
			94-11-01	95-10-31	710,0	259,1	
			95-11-01	96-10-31	355,0	129,6	
	GL-81	Emerson (Man.)	83-11-01	92-10-31	5 270,0	1 923,5	20 196,7
			92-11-01	93-10-31	3 952,5	1 442,6	
			93-11-01	94-10-31	2 635,0	961,7	
			94-11-01	95-10-31	1 317,5	480,9	
11. Sulpetro Ltd.	GL-82		83-11-01	87-10-31	2 125,0	775,6	4 653,7
			87-11-01	88-10-31	1 700,0	620,5	
			88-11-01	89-10-31	1 275,0	465,4	
			89-11-01	90-10-31	850,0	310,2	
			90-11-01	91-10-31	425,0	155,1	
12. Tenneco LNG Inc.	GL-49	St. Stephen (N.-B.)		c	32 295,0	11 820,0	c
13. TransCanada PipeLines Ltd.	GL-18	Emerson (Man.)	65-11-01	66-10-31	708,2	226,6	33 993,4
			66-11-01	89-10-31	4 277,5	1 481,5	
	GL-19	Philipsburg (Qué.)	65-11-01	82-10-31	600,6	184,1	3 059,4
			82-11-01	83-10-31	634,5	184,1	
			83-11-01	84-10-31	657,2	184,1	
			84-11-01	85-10-31	679,9	184,1	
			85-11-01	86-10-31	702,5	184,1	
			86-11-01	89-10-31	725,2	184,1	
	GL-20	Emerson (Man.)	67-11-01	91-10-31	2 662,8	909,3	21 670,8

Gaz

3. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1985

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'exportationn	Durée de la licence ou d'ordonnance Du	Au	Volume maximum Quotidien ($10^3 m^3$)	Annuel ($10^6 m^3$)	À terme ($10^6 m^3$)
	GL-21[d]		68-11-05	91-10-31	N/S	7 019,1	169 967,0
	GL-37		70-11-01	90-10-31	5 546,6	2 030,1	40 601,0
	GL-38		70-11-01	90-10-31	1 416,4	518,4	10 368,0
	GL-39		70-11-01	90-10-31	204,0	74,6	1 493,0
	GL-42[d]		71-04-15	71-10-31	N/S	323,8	60 316,5
			71-11-01	94-10-31	N/S	2 612,3	
	GL-43		71-11-01	91-10-31	N/S	481,6	9 631,5
	GL-60		80-01-01	80-10-31	6 317,1	800,0	10 896,4
			80-11-01	84-10-31	6 317,1	2 096,3	
			84-11-01	85-10-31	4 737,8	1 572,2	
			85-11-01	85-12-14	3 158,6	139,0	
	GL-83	Niagara Falls (Ont.)	84-11-01	86-10-31	1 133,1	414,0	9 350,2
			86-11-01	94-10-31	2 620,3	959,0	
			94-11-01	95-10-31	1 521,3	556,8	
			95-11-01	96-10-31	774,3	283,4	
	GL-84		84-11-01	93-10-31	1 416,4	518,4	5 054,4
			93-11-01	94-10-31	1 062,3	388,8	
	GL-85		84-11-01	93-10-31	2 832,8	1 036,8	10 108,8
			93-11-01	94-10-31	2 124,6	777,6	
	GL-86	Emerson (Man.)	84-11-01	93-10-31	2 832,8	1 036,8	10 886,4
			93-11-01	94-10-31	2 124,6	777,6	
			94-11-01	95-10-31	1 416,4	518,4	
			95-11-01	96-10-31	708,2	259,2	
	GL-87		84-11-01	93-10-31	2 832,8	1 036,8	10 886,4
			93-11-01	94-10-31	2 124,6	777,6	
			94-11-01	95-10-31	1 416,4	518,4	
			95-11-01	96-10-31	708,2	259,2	
	GL-88	Emerson (Man.) et/ou	84-11-01	93-10-31	4 249,2	1 555,2	16 329,6
		Niagara Falls (Ont.)	93-11-01	94-10-31	3 186,9	1 166,4	
			94-11-01	95-10-31	2 124,6	777,6	
			95-11-01	96-10-31	1 062,2	388,8	
	GL-89	Emerson (Man.)	84-11-01	85-10-31	6 317,1	524,1	12 960,8
			85-11-01	86-10-31	6 317,1	1 957,3	
			86-11-01	90-10-31	6 317,1	2 096,3	
			90-11-01	91-10-31	4 207,2	1 396,1	
			91-11-01	92-10-31	2 103,6	698,1	
	GL-90	Niagara Falls (Ont.)	85-11-01	94-10-31	1 416,4	518,4	5 443,2
			94-11-01	95-10-31	1 062,3	388,8	
			95-11-01	96-10-31	708,2	259,2	
			96-11-01	97-10-31	354,1	129,6	
14. Transcontinental Gas Pipe Line Corp.	GL-91[e]	Niagara Falls (Ont.)	84-11-01	93-10-31	8 498,4	1 555,2	16 329,6
			93-11-01	94-10-31	6 373,8	1 166,4	
			94-11-01	95-10-31	4 249,2	777,6	
			95-11-01	96-10-31	2 124,6	388,8	

Gaz

3. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1985

Exportateur	Numero de licence ou d'ordonnance	Point d'exportationn	Durée de la licence ou d'ordonnance Du	Au	Volume maximum Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	A terme (10^6m^3)
15 Union Gas Ltd.	GL-64	Windsor (Ont.)	80-11-01	85-10-31	1 100.0	284.0	1 420.0
	GL-92		85-11-01	90-10-31	1 100.0	284.0	1 703.7
			90-11-01	91-10-31	732.6	189.1	
			91-11-01	92-10-31	366.3	94.6	
16 Westcoast Transmission Company Ltd.	GL-4	Kingsgate (C.-B.)	61-12-10	81-12-09	4 305.8	1 444.7	35 250.9
			81-12-10	82-10-31	4 305.8	1 300.0	
			82-11-01	84-10-31	4 305.8	1 444.7	
			84-11-01	85-10-31	3 229.4	1 083.5	
			85-11-01	86-10-31	2 152.9	722.4	
			86-11-01	87-10-31	1 076.5	361.2	
	GL-41	Huntingdon (C.-B.), Kingsgate (C.-B.) & Monchy (Sask.)	71-11-01	72-10-31	20 773.9	7 223.1	143 495.2
			72-11-01	80-10-31	22 922.9	7 970.3	
			80-11-01	83-03-31	24 622.6	7 970.3	
			83-04-01	83-10-31	26 039.0	4 706.2	
			83-11-01	89-10-31	26 039.0	8 067.8	
	GL-93	Huntingdon (C.-B.)	89-11-01	92-10-31	8 498.3	3 101.9	13 958.5
			92-11-01	93-10-31	6 373.7	2 326.4	
			93-11-01	94-10-31	4 249.1	1 550.9	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	775.5	
	GL-94	Huntingdon (C.-B.), Kingsgate (C.-B.) et Monchy (Sask.) Maximum combinés	89-11-01	90-10-31	13 731.0	4 637.1	9 269.5
			90-11-01	91-10-31	9 144.8	3 088.3	
			91-11-01	92-10-31	4 572.4	1 544.1	
		Maximum permis à Monchy (Sask.) faisant partie des volumes combinés Huntingdon/Kingsgate/Monchy	89-11-01	90-10-31	1 416.4	517.0	
			90-11-01	91-10-31	1 416.4	517.0	
			91-11-01	92-10-31	1 416.4	517.0	
		Maximum permis à Monchy (Sask.) faisant partie des volumes combinés Huntingdon/Kingsgate/Monchy	89-11-01	90-10-31	2 832.8	N/S	
			90-11-01	91-10-31	2 832.8	N/S	
			91-11-01	92-10-31	2 832.8	N/S	

a — Cette licence autorise l'exportation de gaz naturel que la détentrice de licence a importé près de Willow Creek (Sask.) en vertu de la licence GLI-5.

b — Cette licence autorise une exportation près de Sprague (Manitoba) pour importation près de Rainy River (Ont.).

c — Cette licence doit commencer à la date de la livraison initiale et expirer dans 20 1/2 ans ou pas plus que dans 25 ans. Le gaz naturel liquefié exporté aura déjà été importé par la détentrice de licence près de Saint John (N.-B.), selon la licence GLI-7.

d — Cette licence autorise une exportation près d'Emerson (Manitoba) pour importation près de Sault-Sainte-Marie et Sarnia (Ontario), pour desservir le marché de l'est du Canada.

e — Cette licence autorise l'exportation de gaz naturel déjà importé et stocké au Canada.

N/S Non spécifié.

Gaz

4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de propane, butanes, éthane et éthylène, au 31 décembre 1985 (Mètres Cubes)

Importateur	Numero de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Durée de la licence ou d'ordonnance Du	Au	Volumes maximum
PROPANE					
1 Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	GL-32	Tout point sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	79-01-01	79-12-31	92 698
			80-01-01	80-12-31	92 698
			81-01-01	81-12-31	92 698
			82-01-01	82-12-31	92 698
			83-01-01	83-12-31	92 698
			84-01-01	84-12-31	92 698
			85-01-01	85-12-31	92 698
			86-01-01	86-12-31	92 698
			87-01-01	87-12-31	92 698
			88-01-01	88-12-31	92 698
			89-01-01	89-12-31	92 698
			90-01-01	90-12-31	92 698
			91-01-01	91-12-31	92 698
			92-01-01	92-12-31	92 698
			93-01-01	93-12-31	92 698
			94-01-01	94-12-31	77 206
	EPR-918-79[a]	Comme GL-32	79-09-06	96-01-31	N/S
2 Dome Petroleum Ltd	GL-31	Comme GL-32	79-01-01	79-12-31	716 983
			80-01-01	80-12-31	688 571
			81-01-01	81-12-31	656 190
			82-01-01	82-12-31	620 476
			83-01-01	83-12-31	133 254
			84-01-01	84-12-31	133 254
			85-01-01	85-12-31	133 254
			86-01-01	86-12-31	133 254
			87-01-01	87-12-31	143 809
			88-01-01	88-12-31	193 016
			89-01-01	89-12-31	196 984
			90-01-01	90-12-31	169 047
			91-01-01	91-12-31	165 873
			92-01-01	92-12-31	165 079
			93-01-01	93-12-31	162 098
			94-01-01	94-12-31	103 968
	EPR-917-79[a]	Comme GL-32	79-09-06	96-01-31	N/S
	EPR-930-84[b]	Tout point dans la province de l'Ontario sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis.	84-04-01	84-12-31	458 335
			85-01-01	85-12-31	608 335
			86-01-01	86-12-31	608 335
			87-01-01	87-12-31	608 335
			88-01-01	88-12-31	608 335
			89-01-01	89-12-31	608 335
			90-01-01	90-12-31	608 335
			91-01-01	91-12-31	608 335
			92-01-01	92-04-15	153 100

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de propane, butanes, éthane et éthylène, au 31 décembre 1985 (Mètres cubes)

Importateur	Numero de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Duree de la licence ou d'ordonnance Du	Au	Volumes maximum
3. Compagnie pétrolière Impériale Ltée	EPR-922-80[a]	Gretna (Man.)	80-09-01	90-08-31	N/S
4. PanCanadian Gas Products Ltd.	GL-34	Comme GL-32	79-01-01	79-12-31	63 730
			80-01-01	80-12-31	63 730
			81-01-01	81-12-31	63 730
			82-01-01	82-12-31	63 730
			83-01-01	83-12-31	63 730
			84-01-01	84-12-31	63 730
			85-01-01	85-12-31	63 730
			86-01-01	86-12-31	53 175
			87-01-01	87-12-31	3 968
	EPR-919-79[a]	Comme GL-32	79-06-06	91-01-31	N/S
BUTANES					
5. Compagnies des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-133-74[a]	Gretna (Man.)	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 848
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062
6. Dome Petroleum Ltd.	EBU-132-74[a]	Gretna (Man.)	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de propane, butanes, éthane et éthylène, au 31 décembre 1985 (Mètres cubes)

Importateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Durée de la licence ou d'ordonnance Du	Au	Volumes maximum (m^3)
	EBU-929-84[a]	Tout endroit dans la province de l'Ontario sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis	84-04-01	84-12-31	340 650
			85-01-01	85-12-31	425 135
			86-01-01	86-12-31	425 135
			87-01-01	87-12-31	425 135
			88-01-01	88-12-31	425 135
			89-01-01	89-12-31	425 135
			90-01-01	90-12-31	425 135
			91-01-01	91-12-31	425 135
			92-01-01	92-12-31	128 825
7. Compagnie pétrolière Impériale Ltée	EBU-911-80[a]	Gretna (Man.)	80-09-01	90-08-31	N/S
8. PanCanadian Gas Products Ltd.	EBU-134-74[a]	Gretna (Man.)	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
9. Texaco Canada Inc	EBU-916-82[a]	Gretna (Man.)	82-07-01	92-06-30	N/S
10. Dome Petroleum Ltd.	GL-47	Elmore (Sask.) et Windsor (Ont.)	78-08-15	78-12-31	835 298
			79-01-01	79-12-31	2 211 664
			80-01-01	80-12-31	2 195 866
			81-01-01	81-12-31	2 053 688
			82-01-01	82-12-31	1 563 962
			83-01-01	83-12-31	1 405 986
			84-01-01	84-12-31	1 184 820
			85-01-01	85-12-31	458 130
	GO-1-76[a]	Elmore (Sask.)	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/année
	GL-51	Elmore (Sask.) Windsor (Ont.)	79-06-21	93-12-31	19 069 000
ÉTHYLÈNE					
11. Dow Chemical of Canada Ltd.	EYL-1-76	Elmore (Sask.), Sarnia et Windsor (Ont.)	80-01-01	89-12-31	158 757 340 kg/année
	EYL-2-76[a]	Elmore (Sask.)	78-01-01	97-12-31	181 438 810 kg/année

a — Cette licence/ordonnance autorise une exportation de produit pour importation subséquente.
b — Il s'agit d'une licence/ordonnance d'importation-exportation par laquelle un produit exporté a déjà été importé.
N/S Non spécifié

Gaz

5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel, au 31 décembre 1985.

Importateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Durée de la licence ou d'ordonnance		Volume maximum		
			Du	Au	Quotidien (10^3m^3)	Annuel (10^6m^3)	A terme (10^6m^3)
1. Border Utilities Ltd.	GO-2-66	Coutts (Alta.)	66-06-02	85-09-14	30.0	N/S	N/S
2. Canadian Western Natural Gas Co. Ltd.	GO-6-66	Coutts (Alta.)	66-09-22	85-09-14	30.0	N/S	N/S
	GO-6-84		84-11-01	85-10-31	N/S	3.4	3.4
	GO-5-85		85-11-01	86-09-15	N/S	N/S	3.4
3. Consolidated Natural Gas Ltd.	GLI-5[a]	Willow Creek (Sask.)	71-03-15	92-10-31	4 249.2	1 274.8	18 951.3
4. ICG Transmission Limited	GL-30[b]	Rainy River (Ont.)	70-11-01	95-10-31	1 321.8	344.0	8 498.1
5. Tenneco LNG Inc.	GLI-7	Saint John (N.-B.)	c	c	N/S	418.68PJ	8 373.6PJ
6. TransCanada PipeLines Ltd.	GL-21[b]	Sault-Sainte-Marie et Sarnia (Ont.)	68-11-05	91-10-31	N/S	7 019.1	169 967.0
	GL-42[d]		71-04-15	71-10-31	N/S	232.8	
			71-11-01	94-10-21	N/S	2 612.3	60 316.5
7. Transcontinental Gas Pipe Line Corp.	GL-91[e]	Sarnia (Ont.)	84-11-01	93-10-31	4 249.0	1 555.2	
			93-11-01	94-10-31	3 156.9	1 166.4	
			94-11-01	95-10-31	2 124.6	777.6	
			95-11-01	96-10-31	1 062.3	388.8	16 329.6

a — Cette licence autorise une importation de gaz naturel que la détentrice de licence exportera subséquemment près d'Emerson (Manitoba), en vertu de la licence GL-44.

b — Cette licence autorise une importation de gaz naturel que la détentrice de licence a exporté près de Sprague (Man.).

c — Cette licence doit commencer à la date de la livraison initiale et expirer 20 1/2 ans plus tard, ou avoir une durée totale ne dépassant pas 25 ans. Ce gaz naturel liquéfié importé par la présente doit être subséquemment exporté près de St. Stephen (Nouveau-Brunswick), en vertu de la licence GL-49.

d — Cette licence autorise une importation de gaz naturel que la détentrice de licence a déjà exporté près d'Emerson (Manitoba). Ce gaz naturel dessert les marchés canadiens.

e — Cette licence autorise une importation de gaz naturel pour stockage au Canada et exportation subséquente aux États-Unis.

N/S Non spécifié.

Gaz

6. Licences et ordonnances à long terme d'importation de propane, butanes, éthane et éthylène, au 31 décembre 1985 (Mètres cubes)

Importateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Durée de la licence ou d'ordonnance Du	Au	Volume maximum
PROPANE					
1. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EPR-918-79[a]	Tout endroit sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis	79-09-06	96-01-31	N/S
BUTANES					
2. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-133-74[a]	Sarnia (Ont.)	79-01-01	79-12-31	618 088
			80-01-01	80-12-31	575 893
			81-01-01	81-12-31	540 176
			82-01-01	82-12-31	488 674
			83-01-01	83-12-31	423 158
			84-01-01	84-12-31	374 315
			85-01-01	85-12-31	359 244
			86-01-01	86-12-31	308 345
			87-01-01	87-12-31	260 131
			88-01-01	88-12-31	239 549
			89-01-01	89-12-31	205 008
			90-01-01	90-12-31	179 455
			91-01-01	91-12-31	163 527
			92-01-01	92-12-31	135 973
			93-01-01	93-12-31	122 506
			94-01-01	94-12-31	95 286
			95-01-01	95-12-31	91 062
3. Dome Petroleum Ltd.	EBU-132-74[a]	Sarnia (Ont.)	79-01-01	79-12-31	603 129
			80-01-01	80-12-31	580 324
			81-01-01	81-12-31	556 375
			82-01-01	82-12-31	532 601
			83-01-01	83-12-31	502 284
			84-01-01	84-12-31	452 037
			85-01-01	85-12-31	437 093
			86-01-01	86-12-31	402 186
			87-01-01	87-12-31	352 812
			88-01-01	88-12-31	341 711
			89-01-01	89-12-31	315 460
			90-01-01	90-12-31	299 627
			91-01-01	91-12-31	290 273
			92-01-01	92-12-31	272 057
			93-01-01	93-12-31	265 117
			94-01-01	94-12-31	245 012
			95-01-01	95-12-31	239 724

Gaz

6. (Suite) Licences et ordonnances à long terme d'importation de propane, butanes, éthane et éthylène, au 31 décembre 1985 (Mètres cubes)

Importateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Durée de la licence ou d'ordonnance Du	Au	Volume maximum
4. Compagnie pétrolière Impériale Ltée	EBU-911-80[a]	Sarnia (Ont.)	80-09-01	90-08-31	N/S
5. PanCanadian Gas Company Ltd.	EBU-134-74[a]	Sarnia (Ont.)	79-01-01	79-12-31	213 822
			80-01-01	80-12-31	213 822
			81-01-01	81-12-31	213 822
			82-01-01	82-12-31	213 822
			83-01-01	83-12-31	213 822
			84-01-01	84-12-31	240 550
			85-01-01	85-12-31	240 550
			86-01-01	86-12-31	240 550
			87-01-01	87-12-31	240 550
			88-01-01	88-12-31	240 550
			89-01-01	89-12-31	240 550
			90-01-01	90-12-31	240 550
6. Texaco Canada Inc.	EBU-916-82[a]	Sarnia (Ont.)	82-07-01	92-06-30	N/S
ÉTHANE					
7. Dome Petroleum Ltd.	GO-1-76[a]	Windsor (Ont.)	78-01-01	85-12-31	3 949 m^3/année
ÉTHYLÈNE					
8. Dow Chemical of Canada Ltd.	EYL-2-76[a]	Windsor (Ont.)	78-01-01	97-12-31	68 038 860 kg/année

a — Cette licence/ordonnance autorise une importation de produit qui a déjà été exporté.
b — Il s'agit d'une licence/ordonnance d'importation-exportation par laquelle un produit importé est subséquemment exporté.

Gaz

7. Exportations de gaz naturel (Millions de mètres cubes)

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Réel 1984	Préliminaire 1985	Cumulatif au 1985-12-31
Alberta & Southern Gas Co. Ltd	GL-3	4 727.5	4 743.8	103 817.2
	GL-16	522.8	1 304.3	31 598.9
	GL-24	135.6	477.7	27 975.0
	GL-35	1 194.2	2 034.0	27 216.7
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	GO-1-85	.0	26.1	26.1
	GO-10-85	.0	17.2	17.2
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-5	.0	.0	6 386.4
	GL-17	.0	.0	3 035.3
	GL-25	.0	.0	3 470.0
	GL-36	—	.0	1 183.2
	GL-52	184.9	224.1	756.3
	GL-3-79	2.1	3.8	14.7
Consolidated Natural Gas Limited	GL-44[a]	368.9	333.0	5 573.9
	GL-61	844.6	881.9	4 410.2
Czar Resources Limited	GO-7-84	2.7	58.5	61.2
	GO-9-85	.0	6.3	6.3
Dome Petroleum Limited	GO-11-85	.0	55.8	55.8
	GO-18-85	.0	2.3	2.3
ICG Transmission Holdings Ltd	GL-28	8.7	9.7	124.8
	GL-29	146.3	91.7	2 646.2
	GL-30[b]	226.9	171.8	4 066.7
Niagara Gas Transmission Limited	GL-55	228.1	227.6	800.7
Northridge Petroleum Marketing, Inc	GO-2-85	.0	66.2	66.2
	GO-13-85	.0	13.7	13.7
Pan-Alberta Ltd	GL-58	3 054.6	.0	7 619.7
	GL-59	1 145.3	.0	4 169.7
	GL-62	19.2	.0	19.2
	GL-63	57.6	.0	57.6
	GL-96	81.5	2 480.0	2 561.5
	GL-97	193.2	3 414.1	3 607.3
Poco Petroleums Limited	GO-19-85	.0	47.7	47.7
ProGas Limited	GL-56	1 541.3	1 136.3	6 304.8
	GO-14-85	.0	13.8	13.8
	GO-15-85	.0	88.3	88.3
	GO-16-85	.0	59.6	59.6

Gaz

7. (suite) Exportations de gaz naturel (Millions de mètres cubes)

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Réel 1984	Préliminaire 1985	Cumulatif au 1985-12-31
Sulpetro Limited	GL-57	72.3	.0	1 867.6
	GL-82	358.6	740.0	1 098.6
	GO-4-84	102.6	.0	102.5
	GO-8-85	.0	.9	.9
TransCanada PipeLines Limited	GL-18	309.9	786.9	20 347.8
	GL-19	140.8	147.5	2 030.2
	GL-20	377.5	309.5	13 467.6
	GL-21[c]	5 488.2	5 159.7	97 969.7
	GL-37	854.1	1 103.4	26 552.9
	GL-38	492.5	362.5	6 710.9
	GL-39	17.5	70.5	893.2
	GL-42[c]	2 042.6	1 920.1	30 297.6
	GL-43	.0	.0	1 335.8
	GL-60	1 251.1	1 322.7	7 259.9
	GL-83	69.1	382.2	451.3
	GL-89	.0	229.3	229.3
	GO-1-84	.7	.0	.7
	GO-2-84[c]	40.1	.0	40.1
Union Gas Limited	GL-64	104.3	13.2	901.7
Westcoast Transmission Company Limited	GL-4	1 452.2	605.7	28 795.4
	GL-41	1 681.0	2 594.7	71 780.6
	GO-5-84	27.4	.0	27.4
EXPORTATIONS BRUTES		29 568.5	33 738.1	560 035.9
EXPORTATIONS NETTES[d]		21 401.8	26 153.5	422 087.9

a — Cette licence autorise une exportation de gaz naturel que la détentrice de licence a importé près de Willow Creek (Sask.) en vertu de la licence GL1-5

b — Cette licence autorise une exportation près de Sprague (Man.) pour importation près de Rainy River (Ont.)

c — Cette licence autorise une exportation près d'Emerson (Man.) pour importation près de Sault-Sainte-Marie (Ont.) et de Sarnia (Ont.) pour desservir les marchés de l'est du Canada.

d — Sauf les volumes des licences/ordonnances mentionnées dans les notes en bas de page.

— Quantités trop petites pour être mentionnées.

Gaz

8. Importations de gaz naturel (Millions de mètres cubes)

Importateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Réel 1984	Préliminaire 1985	Cumulatif au 1985-12-31
Border Utilities Ltd.	GO-2-66	.9	.8	18.3
Canadian Western Natural Gas Company Ltd.	GO-6-66	1.2	.0	32.2
	GO-6-84	1.4	2.6	4.0
	GO-5-85	.0	1.6	1.6
Consolidated Natural Gas Limited	GLI-5[a]	374.9	338.8	5 661.1
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30[b]	226.9	171.8	4 066.7
TransCanada PipeLines Limited	GL-21[c]	5 469.0	5 131.7	97 817.2
	GL-42[c]	2 035.4	1 909.9	30 413.6
	GL-2-84[c]	39.5	.0	39.5
IMPORTATIONS BRUTES		8 149.2	7 557.2	138 054.2
IMPORTATIONS NETTES[d]		3.5	5.0	56.1

a — Cette licence autorise une importation de gaz naturel que la détentrice de licence exportera subséquemment près d'Emerson (Man.), en vertu de la licence GL-44.

b — Cette licence autorise une importation de gaz naturel que la détentrice de licence a déjà exporté près de Sprague (Man.).

c — Cette licence autorise une importation de gaz naturel que la détentrice de licence a déjà exporté près d'Emerson (Man.). Ce gaz naturel dessert les marchés du Canada.

d — Sauf les volumes des licences/ordonnances mentionnées dans les notes en bas de page.

Gaz

9. Exportations de propane, butanes, éthane et éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (Mètres cubes)

Exportateur	Numero de licence ou d'ordonnance	Reel 1984	Preliminaire 1985
PROPANE			
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	GL-32	92 643	92 696
	EPR-918-79[a]	791 739	931 910
	EPR-929-83[b]	0	–
	EPR-933-85[b]	–	706
Cochin Pipeline Ltd.	EPR-932-85[a]	–	3 923
Dome Petroleum Limited	GL-31	133 254	133 254
	GL-46[b]	195 521	–
	GL-917-79[a]	510 834	803 539
	GL-930-84[b]	294 783	334 038
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	EPR-922-80[a]	428 816	90 833
PanCanadian Gas Products Limited	GL-34	0	0
	EPR-919-79[a]	257 415	259 896
Les Produits Petro-Canada Inc.	EPR-931-85[b]	–	299
EXPORTATIONS BRUTES		2 705 005	2 651 094
EXPORTATIONS NETTES[c]		225 897	225 950
BUTANES			
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-133-74[a]	374 304	579 198
	EBU-928-83[b]	0	–
	EBU-932-85[b]	–	7 452
Cochin Pipeline Ltd.	EBU-931-85[a]	–	1 619
Dome Petroleum Limited	EBU-1-74[b]	72 766	–
	EBU-132-74[a]	452 031	608 932
	EBU-929-84[b]	212 244	279 163
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	EBU-911-80[a]	230 238	58 723
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	103 347	112 363
Les Produits Petro-Canada Inc.	EBU-930-85[b]	–	0
Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82[a]	20 636	81 000
EXPORTATIONS BRUTES		1 465 566	1 728 450
EXPORTATIONS NETTES[c]		0	0

Gaz

9. (suite) Exportations de propane, butanes, éthane et éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (Mètres cubes)

Exportateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Réel 1984	Préliminaire 1985
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-45[b]	176 909	—
	GL-47	2 369 640	822 686
	GL-51	2 563 818	2 368 413
	GO-1-76[a]	0	0
EXPORTATIONS BRUTES		5 110 367	3 191 099
EXPORTATIONS NETTES[c]	GL-47	1 184 820	364 556
	GL-51	1 279 419	1 246 010
		2 464 239	1 610 566
		(Kilogrammes)	
ÉTHYLÈNE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76[d]	26 779 360	0
	EYL-2-76[a]	68 030 860	156 093 364
EXPORTATIONS BRUTES		94 810 220	156 093 344
EXPORTATIONS NETTES[c]		0	0

a — Cette licence/ordonnance autorise une exportation de produit pour importation subséquente.
b — Il s'agit d'une licence/ordonnance d'importation-exportation par laquelle le produit exporté a été déjà importé.
c — Sauf les volumes des licences/ordonnances mentionnées dans les notes en bas de page.
d — Cette licence autorise une exportation d'éthylène à Elmore (Sask.) et est assortie de la condition que le produit exporté peut être importé à Windsor (Ont.) et ré-exporté à Sarnia ou Windsor (Ont.). En 1983 et 1984, tout ce qui a été exporté à Elmore (Sask.) a été importé à Windsor (Ont.), sans autre mouvement de produit.
— Quantités trop petites pour être mentionnées.

Gaz

10. Importations de propane, butanes, éthane et éthylène en vertu de licences et d'ordonnances

(Mètres cubes)

Importateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Réel 1984	Préliminaire 1985
PROPANE			
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EPR-918-79[a]	800 673	930 176
	EPR-929-83[b]	0	–
	EPR-933-85[b]	–	706
Cochin Pipeline Ltd.	EPR-932-85[a]	–	3 923
Dome Petroleum Limited	GL-46[b]	102 525	–
	GL-917-79[a]	550 745	754 077
	GL-930-84[b]	274 413	393 680
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	EPR-922-80[a]	409 462	90 833
PanCanadian Gas Products Limited	EPR-919-79[a]	257 415	259 896
Les Produits Petro-Canada Inc.	EPR-931-85[a]	–	285
IMPORTATIONS BRUTES		2 395 233	2 433 576
IMPORTATIONS NETTES[c]		0	0
BUTANES			
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée	EBU-133-74[a]	374 218	574 548
	EBU-928-83[b]	0	–
	EBU-932-85[b]	–	7 452
Cochin Pipeline Ltd.	EBU-931-85[a]	–	1 619
Dome Petroleum Limited	EBU-1-74[b]	73 812	–
	EBU-132-74[a]	452 035	606 483
	EBU-929-84[b]	209 492	279 815
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	EBU-911-80[a]	216 779	58 723
PanCanadian Gas Products Limited	EBU-134-74[a]	103 347	111 363
Les Produits Petro-Canada Inc.	EBU-930-85[a]	–	0
Texaco Canada Incorporated	EBU-916-82[a]	25 363	74 024
IMPORTATIONS BRUTES		1 455 046	1 714 027
IMPORTATIONS NETTES[c]		0	0

Gaz

10. (suite) Importations de propane, butanes, éthane et éthylène en vertu de licences et d'ordonnances

(Mètres cubes)

Importateur	Numéro de licence ou d'ordonnance	Réel 1984	Préliminaire 1985
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-45[b]	5 710	–
	GO-1-76[a]	0	0
	GL-47	696 518	406 153
	GL-51	1 150 526	1 030 967
	GO-1-83	159 994	–
	GO-3-84	99 159	43 399
	GO-3-85	–	25 056
	GO-7-85	–	8 386
IMPORTATIONS BRUTES		2 111 907	1 513 961
IMPORTATIONS NETTES[c]	GO-1-83	159 994	S/O
	GO-3-84	99 159	43 339
	GO-3-85	S/O	25 056
	GO-7-85	S/O	8 386
		259 153	76 781
		(Kilogrammes)	
ÉTHYLÈNE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76[d]	26 779 360	0
	EYL-2-76[a]	68 030 860	156 093 364
IMPORTATIONS BRUTES		94 810 220	156 093 344
IMPORTATIONS NETTES[c]		0	0

a — Cette licence/ordonnance autorise une importation de produit ayant déjà été exporté.

b — Il s'agit d'une licence/ordonnance d'importation-exportation par laquelle le produit importé est subséquemment exporté.

c — Sauf les volumes des licences/ordonnances mentionnées dans les notes en bas de page.

d — Cette licence autorise une importation d'éthylène déjà exporté à Elmore (Sask.) et est assortie de la condition que le produit importé à Windsor (Ont.) peut être ré-exporté à Sarnia ou Windsor (Ont.). En 1983 et 1984, tout ce qui a été exporté à Elmore (Sask.) a été importé à Windsor (Ont.), sans autre mouvement de produit..

– Quantités trop petites pour être mentionnées.

S/O Sans objet

Gaz

11. Exportations totales nettes de propane et de butanes (Mètres cubes)

Exportateur	Propane		Butanes	
	Réel 1984	Preliminaire 1985	Réel 1984	Preliminaire 1985
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.[a]	313 098	331 502	388 397	389 104
Atlantic Speedy Propane Limited	70	491	–	–
Burnell Gas of Canada Ltd.	30 220	42 943	–	–
Can-Am Liquids Corp. Ltd.	12 934	12 856	1 684	2 631
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	37 864	23 809	46 503	28 035
Canadian Superior Oil Ltd.	54 034	45 221	90 747	90 703
Canstates Energy	41 161	37 170	21 663	38 018
Chevron Canada Resources Ltd.	128 289	104 508	6 873	1 617
Consumers' Co-Operative Refineries Limited	0	1 344	0	0
Dillingham Construction Ltd.	0	361	–	–
Dome Petroleum Limited[a]	766 940	739 063	603 533	636 684
Dominion Propane Corp.	–	478	–	–
Elbow River Resources	–	0	–	0
Elgin Resources Limited	585	1 308	14 862	5 725
Gas Supply (Minn.) Ltd.	–	5 268	–	485
Gulf Canada Ressources Inc.	302 913	151 588	6 221	474
Gulliver Energy Ltd.	–	0	–	738
Home Oil Company Limited	32 771	34 595	59 513	57 245
Husky Oil Operations Ltd.	621	0	716	0
ICG Liquid Gas Ltd.	37 223	57 705	–	–
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	215 413	210 590	331 671	316 837
Kildair Service Ltee	0	590	0	–
Koch Hydrocarbons Canada	2 168	3 193	58 260	56 337
M-P Oils Limited	7 597	5 081	15 944	17 421
Mobil Oil Canada Ltd.	123 559	89 341	51 982	22 239
NGL Supply (1985) Ltd.	2 424	574	15 210	6 409
Northern Petro Products Corp. Ltd.	234	0	0	–
Olco Oil	–	0	–	–
PanCanadian Gas Products Limited[a]	162 318	208 483	91 207	110 689
Les Produits Petro-Canada Inc.	435 929	377 833	295 313	266 895
Petrowest Petroleum Ltd.	14 383	10 086	28 916	6 713
Pounder Emulsions Ltd.	1 355	1 379	2 177	1 975
Raymond Gas Liquids Marketing Ltd.	7 374	13 786	2 067	20 257
Rivecal Energy Ltd.	–	0	244	369
Shell Canada Limitée	171 690	186 101	131 731	171 821
Stephens Energy Limited	63 670	49 962	80 543	81 132
Stittco Energy Limited	–	0	–	0
Sunoco Inc.	2 233	5 970	11 801	6 402
Texaco Canada Inc.	118 102	88 842	133 202	116 090
Ultramar Canada Inc.	–	0	–	0
Union Oil Company of Canada Limited	18 074	12 869	366	729
Union Texas Canada Ltd.	1 254	–	–	–
Westcan Energy Ltd.	–	349	–	9 394
TOTAUX	3 106 500	2 855 239	2 491 346	2 463 168

a — Y compris les volumes nets d'exportation faisant l'objet d'une licence.

— Quantités trop petite pour être mentionnées.

Pétrole

1. Certificats délivrés en 1985 approuvant de nouvelles installations d'oléoducs, y compris la construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longueur.

Demandeur	Certificat N°	Delivre	Installations	Coûts estimatifs ($)
Murphy Oil Company Ltd	OC-36	85-05-14	Construction d'oléoducs de 45 kilomètres de 219.1 millimètres et de 4.5 kilomètres de 168.3 millimètres en Alberta	4 800 000

Pétrole

2. Ordonnances délivrées en 1985 approuvant de nouvelles installations d'oléoducs y compris la construction d'oléoducs de moins de 40 kilomètres de longueur.

Demandeur	Ordonnance N°	Delivree	Installations	Coûts estimatifs ($)
Pipe Line Interprovincial Limitee	XO-1-85	85-05-31	Modifications et ajouts au réseau pipelinier depuis Edmonton (Alberta) à Gretna (Manitoba)	87 000 000
Manito Pipelines Ltd	XO-2-85	85-06-19	Construction d'un oléoduc de 24 kilomètres de 168.3 millimètres et de 88.9 millimètres, en Alberta et en Saskatchewan. Installations de pompage, comptage et connexes en Alberta	2 400 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd	XO-3-85	85-07-10	Modifications et ajouts au réseau pipelinier depuis Edmonton (Alberta) à Kamloops (Colombie-Britannique)	6 180 000

Pétrole

3. Ordonnances délivrées en 1985 approuvant des modifications et des ajouts aux installations d'oléoducs existantes.

Demandeur	Ordonnance N°	Delivree	Installations	Coûts estimatifs ($)
Cochin Pipe Lines Ltd.	XOM-6-85	85-04-03	Installations d'injection	198 000
Pipe Line Interprovincial Limitée	XOM-2-85	85-02-06	Raccordement à Waskada Pipe Line	286 000
Pipe Line Interprovincial Limitée	XOM-8-85	85-05-23	Modifications et ajouts aux installations de livraison	144 000
Pipe Line Interprovincial Limitée	XOM-12-85	85-10-16	Modifications aux stations et aux réservoirs, aux immeubles, à l'équipement informatique, etc.	13 783 700
Manito Pipelines Ltd.	XOM-9-85	85-06-26	Améliorations au système de contrôle et de mesure.	470 310
Pipe-Lines Montréal Limitée	XOM-4-85	85-02-13	Remplacement du réservoir de réglage, du redresseur et d'outils.	51 300
Murphy Oil Company Limited	XOM-11-85	85-09-25	Installations de pompage et de comptage.	797 000
Petroleum Transmission Company	XOM-7-85	85-04-11	Vannes de sectionnement, immeuble à bureaux, entrepôts	396 350
Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-3-85	85-02-20	Modifications à la station, équipement de transport, etc.	1 817 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-1-85	85-01-23	Équipement pour la station, réservoirs, immeubles et terrains, équipement automoteurs et de travail, etc.	7 528 470
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-5-85	85-03-13	Modifications à la station et unités de pompage supplémentaires.	3 111 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-10-85	85-07-04	Systèmes informatiques pour l'équipement de la station, réservoirs, etc.	1 223 200
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-13-85	85-11-20	Réservoirs	462 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-14-85	85-12-18	Remplacement de conduites, modifications à la station et aux réservoirs, immeubles et logement, terrains, transport, équipement de travail, etc.	12 860 390

Pétrole

4. Exportations de pétrole brut canadien et d'équivalents - janvier à décembre 1984 et janvier à mai 1985 (Mètres Cubes)

Société	Destination	jan. à mai 1985 Total	jan. à mai 1985 Moyenne quotidienne	1984 Total	1984 Moyenne quotidienne
Amoco Production Company	Whiting, Indiana	955 655,20	6 328,84	1 407 337,32	3 845,18
Ashland Oil Inc.	St. Paul, Minnesota	317 216,00	2 100,77	266 415,40	727,91
Avant Petroleum Inc.	Chicago, Illinois	24 366,30	161,37	,00	,00
C. Itou International Petroleum Co. Ltd.	Japan	,00	,00	71 759,20	196,06
Citgo Petroleum Corporation	Gulf Coast, U.S.A.	39 643,70	262,54	,00	,00
Clark Oil & Refining Corporation	Blue Island, Illinois	805 236,30	5 332,69	828 172,90	2 262,77
Coastal States Trading Inc.	Gulf Coast, U.S.A.	60 283,80	399,23	,00	,00
Conoco Inc.	Billings, Montana	396 717,40	2 627,27	178 746,90	488,38
Consumers Power	Marysville, Michigan	29 823,60	197,51	106 760,40	291,70
Exxon Company, U.S.A.	Billings, Montana	26 127,25	173,03	48 655,80	132,94
Farmers Union Central Exchange, Incorp.	Laurel, Montana	398 864,30	2 641,49	871 824,85	2 382,04
Gladieux Refining Co.	Fort Wayne, Indiana	18 493,00	122,47	,00	,00
Koch Refining Company	Pine Bend, Minnesota	3 208 050,20	21 245,37	7 968 962,70	21 773,12
Laketon Refining Corp.	Laketon, Indiana	183 758,90	1 216,95	385 338,50	1 052,84
Marathon Petroleum Company	Detroit, Michigan	462 780,90	3 064,77	745 500,90	2 036,89
Mobil Oil Corporation	Ferndale, Washington	94 516,10	625,93	,00	,00
	Joliet, Illinois	1 317 619,30	8 725,96	1 834 764,60	5 013,02
Montana Refining Company	Great Falls, Montana	4 769,60	31,59	,00	,00
Murphy Oil USA Inc.	Superior, Wisconsin	178 837,30	1 184,35	321 729,70	879,04
NOCO Energy Corp.	Tonawanda, New York	52 750,60	349,34	174 959,10	478,03
Petrogulf Oil and Refining Ltd.	Gulf Coast, U.S.A.	41 349,30	273,84	,00	,00
Phibro Energy Inc.	Gulf Coast, U.S.A.	50 219,50	332,58	,00	,00
Providence Petroleum Inc.	Gulf Coast, U.S.A.	48 393,70	320,49	,00	,00
Rock Island Refining Corporation	Rock Island, Indiana	871,60	5,77	,00	,00
Shell Oil Company	Anacortes, Washington	147 335,20	975,73	198 906,20	543,46
Standard Oil Company	Toledo, Ohio	96 909,70	641,79	,00	,00
Sun Oil Trading Company	Marcus Hook, Penn.	99 929,20	661,78	,00	,00
	Gulf Coast, U.S.A.	50 042,30	331,41	,00	,00
	East coast, U.S.A.	42 152,10	279,15	,00	,00
	Marysville, Michigan	274 494,60	1 817,85	106 258,50	290,32
Texaco U.S.A.	Anacortes, Washington	362 628,00	2 401,51	,00	,00
Total Petroleum, Inc.	Alma, Michigan	124 746,50	826,14	142 436,70	389,17
U.S. Oil & Refining Co.	Washington	16 709,30	110,66	,00	,00
	Ohio	320 032,90	2 119,42	195 631,70	534,51
Union Oil Company of California	Lemont, Illinois	339 497,70	2 248,33	714 266,00	1 951,55
United Refining Company	Warren, Pennsylvania	1 068 709,80	7 077,55	1 694 064,49	4 628,59
Autres	Autres	67 088,10	444,29	45,30	,12
TOTAL		11 726 619,25	77 659,73	18 262 537,16	49 897,64

4 (a) Exportations de brut canadien et d'équivalents - 1985e

Les pétroles bruts légers comprennent les condensats:	33 406 mètres cubes par jour
Pétroles bruts lourds:	41 901 mètres cubes par jour
Total	75 307 mètres cubes par jour

(e) — Estimatif

Pétrole

5. Redevances d'exportation en 1985 pour le pétrole brut

(Dollars le mètre cube)

Type	Jan.[a]	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin[b]
Mélange mixte	32.55	12.70	25.30	36.30	36.30	36.30
Condensat Waterton	23.10	5.15	17.75	28.75	28.75	28.75
Léger acide canadien	31.00	13.05	25.65	36.65	36.65	36.65
Reagan	34.20	16.25	28.85	39.85	39.85	39.85
Rangeland	33.65	15.70	28.30	39.30	39.30	39.30
Mélanges de type Lloydminster	34.50	10.25	22.85	31.35	31.35	31.35
Mélange Wainwright/Kinsella	32.45	8.20	20.80	29.30	29.30	29.30
Fosterton	41.50	16.30	28.90	37.40	37.40	37.40
Smiley-Coleville	32.65	8.40	21.00	29.50	29.50	29.50
Bow River	36.45	12.20	24.80	33.30	33.30	33.30
Midale	39.50	15.25	27.85	36.35	36.35	36.35
Chauvin	32.80	8.55	21.15	29.65	29.65	29.65
Cold Lake	21.35	—	9.70	18.20	18.20	18.20

a — Antérieur à la réduction générale de 8.50$ le mètre cube.

b — L'administration de l'établissement des prix s'est terminée le 1er juin. Des redevances d'exportation ont été payées sur des exportations effectuées en juin qui provenaient des inventaires du 31 mai.

Pétrole

6. Redevances d'exportation en 1985 pour les produits pétroliers raffinés (Dollars le mètre cube)

Type	Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai
(ONTARIO, PROVINCES DES PRAIRIES ET COLOMBIE-BRITANNIQUE)					
Essence à moteur					
ex Ontario	26,20	17,00	15,00	15,00	15,00
ex Prairies	26,20	11,00[a]	—	—	—
ex C.-B.	30,89	20,00	18,00	18,00	18,00
Distillats moyens					
ex Ontario	35,61	21,00	18,00	18,00	18,00
ex Prairies	30,89	18,00[a]	12,00	12,00	12,00
ex C.-B.	30,89	24,00	21,00	21,00	21,00
Mazout lourd					
ex Ontario	37,20	34,00	28,00	22,00	16,00
ex Prairies	30,89	30,89	28,00	22,00	16,00
ex C.-B.	46,41	48,55	48,03	48,03	48,03
Pétrole partiellement traité	26,20	11,00	11,00	11,00	11,00
Asphalte	30,89	30,89	28,00	22,00	16,00
(RAFFINERIES DE L'EST DU CANADA, QUÉBEC ET PROVINCES DE L'ATLANTIQUE)					
Produits pétroliers[b]					
ex Raffineries de Montréal	52,28	54,42	53,93	53,93	53,93
ex Autres raffineries	46,41	48,55	48,03	48,03	48,03
Asphalte	38,01	38,73	38,73	36,68	36,68

a — Les redevances sur l'essence à moteur et sur les distillats moyens produits dans les provinces des Prairies et exportés à compter du 15 février sont nil et de 12$ le mètre cube, respectivement.

b — Les produits pétroliers comprennent l'essence à moteur et les composantes d'essence, les distillats moyens, le mazout lourd et le pétrole partiellement traité.

Nota: Depuis le 1er juin 1985, les exportations de produits pétroliers raffinés ne sont plus assujetties à une redevance.

Pétrole

7. Exportations de produits pétroliers et importations de mazout lourd

(Mètres cubes)

Mois	Exportations						Importations
	Pétrole partiellement traité	Essence à moteur et jet B	Mazout lourd	Distillats moyens	Asphalte	Total	Mazout lourd
Janvier	31 263.7	51 828.8	133 470.2	102 430.5	484.0	369 477.2	190 738.9
Février	21 902.7	265 375.2	148 874.0	298 353.7	387.8	734 893.4	141 760.8
Mars	28 110.6	364 404.1	122 357.9	245 053.7	2 677.5	762 603.8	158 040.4
Avril	36 157.3	271 608.8	158 043.3	357 039.0	4 658.6	827 507.0	104 615.0
Mai	74 884.2	516 248.3	155 236.9	336 420.0	32 316.6	1 115 106.0	109 800.0
Juin	10 631.2	88 841.1	167 483.6	68 711.7	–	335 667.6	–
Juillet	7 427.6	178 854.9	139 886.8	67 775.9	–	393 945.2	–
Août	23 630.9	114 937.7	166 869.4	126 123.0	–	431 561.0	–
Sept.	17 662.2	183 820.9	175 792.8	372 664.2	–	749 940.1	–
Oct.	49 449.1	128 000.7	109 775.7	376 541.4	–	663 766.9	–
Nov.	5 491.4	232 692.1	216 847.4	271 092.9	–	726 123.8	–
Déc.	7 865.0	360 535.0	173 047.0	302 601.0	–	790 048.0	–
Total	364 475.9	2 703 147.6	1 867 685.0	2 924 807.0	40 524.5	7 900 640.0	704 995.1

Nota: Depuis le 1er juin 1985, les exportations d'asphalte et les importations de mazout lourd ne font plus l'objet d'une autorisation de l'Office.

Pétrole

8. Échanges de pétrole brut et d'équivalents avec les États-Unis au moyen des réseaux pipeliniers du Mi-Continent — de janvier à mai 1985 (Mètres Cubes)

Détentrice de licence	Partenaire d'échange	Exportées	Importées
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	Gladieux	3 438	0
Les Produits Petro-Canada Inc	Murphy	10 152	9 612
Shell Canada Ltée	Shell Oil Co	257 453	270 027
Shell Canada Ltée	Conoco Inc	119 531	132 416
Suncor	Sun Oil	94 445	84 239
Total		485 019	496 294

8.(a) Quantités estimatives d'échanges de pétrole brut et d'équivalents avec les États-Unis au moyen des réseaux pipeliniers du Mi-Continent - 1985

Exportées	989 129
Importées	970 238

is in position 3

Électricité

1. Certificat délivré en 1985 pour une ligne internationale de transport d'électricité

Demandeur	N° du certificat	Date de delivrance	Installations	Debut de l'audience	Coûts estimatifs ($)
1. Hydro-Québec	EC-III-22	7 mars 1985	Une ligne internationale de transport d'électricité à circuit simple de 120 kV, d'une longueur de 17.6 km, depuis le poste de Bedford, jusqu'à un point situé sur la frontière internationale, à 450 m à l'est de la borne internationale 620A, dans la municipalité de Saint-Armand-Ouest, dans la province du Québec	1er octobre 1984	8 160 000

Électricité

2. Ordonnance délivrée en 1985 relative à des lignes internationales de transport d'électricité

Demandeur	Installations	Date de delivrance	N° d'ordonnance
1. Hydro-Québec	XE-1-85	12 nov. 1985	Une ligne internationale de transport d'électricité entre le transformeur de distribution connu sous le nom M2KIC, jusqu'à un point situé sur la frontière internationale, à 6 m, au nord-est de la borne n° 353A, dans la municipalité de Saint-Théophile. Cette ligne monophasée à un seul circuit est exploitée à une tension nominale de 120/240 V.

Électricité

3. Licences délivrées en 1985 pour l'exportation de puissance et d'énergie électriques

Demandeur	Catégorie	Megawatts	Gigawatt heures par an	Durée Du	Durée Au	Debut de l'audience	Date de delivrance	Numero de licence
1. Hydro-Québec	Garantie	150	1314	85-09-22	95-09-22	1 oct. 1984	25 jan. 1985	EL-168
2. Hydro-Québec	Interruptible[a]	—	1752	85-09-01	96-02-29	1 oct. 1984	25 jan. 1985	EL-169
3. Manitoba Hydro	Garantie	500	3405	93-05-01	05-04-30	5 nov. 1984	12 fev. 1985	EL-170
4. Hydro-Québec	Garantie	48	205	86-03-15	90-11-30	24 sept. 1985	19 nov. 1985	EL-171
5. Hydro-Québec	Interruptible[b]	100	657	86-01-01	90-12-31	24 sept. 1985	19 nov. 1985	EL-172
6. Hydro-Québec	Interruptible	40	263	86-01-01	90-12-31	24 sept. 1985	19 nov. 1985	EL-173

a — limité par des exportations aux termes de la licence EL-168

b — limité par des exportations aux termes des licences EL-171 et EL-173

Électricité

4. Ordonnances délivrées en 1985 pour l'exportation de puissance et d'énergie électriques

Demandeur	Catégorie	Kilowatts	Kilowatt heures par an	Durée		Date de délivrance	Numéro d'ordonnance
				Du	Au		
1. St. Lawrence Power	Interruptible	—	250 000 000	85-05-01	88-04-30	19 avr. 1985	ELO-188
2. Hydro-Québec	Garantie	20	35 000	85-04-15	88-04-14	13 mars 1985	ELO-189
3. Hydro-Québec	Garantie	75	200 000	85-04-15	88-04-14	13 mars 1985	ELO-190
4. Hydro-Québec	Garantie	20	100 000	85-04-15	88-04-14	13 mars 1985	ELO-191
5. Hydro-Québec	Garantie	35	65 000	85-04-15	88-04-14	13 mars 1985	ELO-192
6. Hydro-Québec	Garantie	65	200 000	85-04-15	88-04-14	13 mars 1985	ELO-193
7. Hydro-Québec	Garantie	10	15 000	85-04-15	88-04-14	13 mars 1985	ELO-194
8. Hydro-Québec	Garantie	2	2 000	85-04-15	88-04-14	13 mars 1985	ELO-195
9. Hydro-Québec	Garantie	57	150 000	85-04-15	88-04-14	13 mars 1985	ELO-196
10. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Échange équivalent	30 000	250 000 000	85-04-03	88-04-02	3 avr. 1985	ELO-197
11. Ontario Hydro	Garantie	100	200 000	85-05-15	88-05-14	14 mai 1985	ELO-198
12. The Canadian Transit Company	Garantie	100	25 000	85-08-01	88-07-30	27 mai 1985	ELO-199
13. Manitoba Hydro	Garantie	900	7 884 000	85-10-01	88-09-30	22 août 1985	ELO-200
14. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Garantie	200	250 000	85-10-21	88-10-20	22 août 1985	ELO-201
15. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Garantie	40	75 000	85-10-21	88-10-20	22 août 1985	ELO-202
16. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Garantie	50	20 000	85-10-21	88-10-20	22 août 1985	ELO-203
17. The Detroit and Canada Tunnel Corporation	Garantie	300	2 000 000	85-12-01	88-11-30	26 nov. 1985	ELO-204
18. British Columbia Hydro And Power Authority	Garantie	200	600 000	85-12-01	88-11-30	26 nov. 1985	ELO-205
19. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Garantie	50 000	230 000 000	85-12-01	86-10-31	27 nov. 1985	ELO-206
20. Société de transmission électrique de Cedars Rapids Limitée	Garantie	—	20 000 000	86-01-01	88-12-31	26 nov. 1985	ELO-207
21. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Transfert de puissance de transit	50 000	250 000 000	85-12-01	88-11-30	26 nov. 1985	ELO-208

Électricité

5. Exportations d'énergie électrique (Megawatt heures)

Exportateur	Numéro de la licence	Autorisées aux termes des licences		Énergie brute exportée			Valeur déclarée des exportations en dollars	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange[a]	Garantie	Interruptible
NOUVEAU-BRUNSWICK								
1. Maine and New Brunswick Electrical Power Company Limited	EL-22	250 000	–	76 520			1 364 344	
	EL-23	–	25 000	–	–	–	–	–
2. Fraser Inc.	EL-122	400 000	–	341 380	–	–	15 697 994	–
	EL-123	–	50 000	–	–	–	–	–
3. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	EL-64	3 504 000	–	290 239	–	-930	26 358 750	–
	EL-137	876 000	–	854 213	–	-10 767	52 016 170	–
	EL-138	876 000	–	854 213	–	-10 767	51 910 384	–
	EL-139	92 000	–	46 829	–	-2 976	3 098 837	–
	EL-140	–	6 482 400[b]	–	3 277 664	-86	–	158 582 723
	EL-141	1 226 400	–	–	–	400 043	–	–
	EL-142	140 000	–	–	–	–	–	–
	EL-143	–	300 000	–	175 086	-8 479	–	10 704 511
	EL-144	250 000	–	–	–	–	–	–
	EL-145	–	179 000	–	–	454	–	–
	EL-150	1 138 000	–	213 553	–	-2 691	12 999 119	–
	AO-1-ELO-197	50	–	–	–	–	–	–
	ELO-201		–		–	–		–
	à ELO-203	345	–	246	–	–	19 373	–
	ELO-206	230 000	–	475	–	–	147 947	–
	ELO-208	250 000	–	–	–	–	–	–
TOTAL				2 677 668	3 452 750	362 893	163 612 918	169 287 234
QUÉBEC								
4. Société de transmission électrique de Cedars Rapids Ltée	EL0-207	20 000	–	–	–	–	–	–
5. Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	–	3 000 000	–	–	124 052 630	–
	*EL-131	–	320 000	–	–	–	–	–
	*EL-132	189 000	–	100 329	–	–	4 211 521	–
	*EL-133	–	525 000[c]	–	136 763	–	–	5 818 182
	EL-151	–	7 000 000	–	330 281	–	–	12 932 558
	EL-152	–	23 564 000[d]	–	836 673	–	–	25 482 394
	EL-153	–	23 564 000[d]	–	4 804 699	-6 373	–	143 120 907
	EL-154	11 220 000[e]	–	–	–	–	–	–
	EL-155	13 140 000[e]	–	–	–	–	–	–
	EL-156	25 000	–	–	–	2 647	–	–
	EL-168	1 314 000	–	322 166	–	–	14 659 883	–
	EL-169	–	1 752 000[f]	–	53 367	-96	–	1 654 112
	ELO-180							
	à ELO-182							
	et ELO-189							
	à ELO-196	1 807	–	707	–	–	74 595	–
TOTAL			–	3 423 202	6 161 783	-3 822	142 998 629	189 008 153

Électricité

5. (Suite) Exportations d'énergie électrique (Megawatt heures)

Exportateur	Numéro de la licence	Autorisées aux termes des licences		Énergie brute exportée			Valeur déclarée des exportations en dollars	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange[a]	Garantie	Interruptible
ONTARIO								
6. Ontario Hydro	EL-32	15 000	–	873	–		1 747	–
	EL-134	–	10 000 000	–	–	980 575	–	–
	EL-135	10 500 000	–	3 895 438	–	–	174 580 941	–
	EL-136	–	25 000 000[g]	–	4 665 911	239 144	–	175 498 612
	ELO-198	200	–	5	–	–	480	–
7. Canadian Niagara Power Company Limited	EL-161	–	500 000	–	434 760	8 283	–	18 701 282
8. Boise Cascade Canada Ltd.	ELO-177	–	70 000	–	143	–	–	48 133
9. The Detroit and Windsor Subway Company	ELO-204	2 000	–	1 138	–	–	–	–
10. The Canadian Transit Company	ELO-199	25	–	24	–	–	–	–
11. St. Lawrence Power Company	EL-158	–	250 000	–	–	21	–	–
	EL-159	–	150 000	–	97 774	–	–	3 205 748
	EL-160	–	150 000	–	–	5 892	–	–
	ELO-188	–	250 000	–	232 707	–	–	7 231 196
TOTAL				3 897 478	5 431 295	1 233 915	174 583 168	204 684 971
MANITOBA								
12. Manitoba Hydro	EL-97	–	1 500 000	–	1 256 735	–	–	17 504 788
	EL-98	876 000	–	175 570	–	–	6 157 197	–
	EL-99	262 800	–	227 045	–	–	3 719 651	–
	EL-100	800 000	–	–	–	–	–	–
	EL-101	2 500 000	–	–	–	19 700	–	–
	EL-102	3 270 000	–	–	–	–	–	–
	EL-103	–	12 000 000[h]	–	3 930 599	-1 866	–	67 568 361
	ELO-176 et ELO-200	7 899	–	1 850	–	–	57 278	–
	ELO-186	131 000	–	50 010	–	–	1 128 459	–
TOTAL				454 475	5 187 334	17 834	11 062 585	85 073 149

Électricité

5. (Suite) Exportations d'énergie électrique (Megawatt heures)

Exportateur	Numero de la licence	Autorisées aux termes des licences		Energie brute exportee			Valeur declaree des exportations en dollars	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Echange[a]	Garantie	Interruptible
SASKATCHEWAN								
13. Saskatchewan Power	EL-117	438 000	—	11 650	—	—	1 760 175	—
	EL-119	—	876 000[i]	—	116 095	35 255	—	1 516 024
	EL-120	876 000[i]	—	—	—	—	—	—
TOTAL				11 650	116 095	35 255	1 760 175	1 516 024
COLOMBIE-BRITANNIQUE								
14. British Columbia	EL-162	6 000 000	—	1 825 880	—	—	52 414 128	—
Hydro and Power	EL-163	—	15 000 000[j]	—	8 448 050	-567 577	—	217 486 804
Authority	EL-164	—	3 000 000	—	—	742 216	—	—
	ELO-179	—	—	—	—	—	—	—
et	ELO-205	15 500	—	14 562	—	—	648 196	—
15. Cominco Ltd.	EL-146	50 000	—	—	—	—	—	—
	EL-147	—	1 100 000	—	417 743	9 176	—	10 642 500
	EL-148	250 000	—	—	—	65 975	—	—
	EL-149	—	1 000 000	—	—	—	—	—
16. West Kootenay Power and Light Company	ELO-187	50	—	24	—	—	906	—
TOTAL				1 840 466	8 865 793	249 790	53 064 230	228 129 304
TOTAL POUR LE CANADA[k]				12 304 939	29 215 050	1 895 865	547 081 705	877 698 835

a — L'échange n'a aucune valeur d'énergie. Il comprend les débits imprévus et d'acheminement, les échanges d'équivalence, les transferts d'ajustement de stockage et les transferts d'acheminement ou de transit.

b — Le total des exportations ne devrait pas dépasser 6 482.4 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes des licences EL-64, EL-137, EL-138, EL-150 et de l'ordonnance ELO-206.

c — Le total des exportations ne devrait pas dépasser 525 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes de la licence EL-132.

d — Le total des exportations ne doit pas dépasser 23 564 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux exportations effectuées aux termes d'une autre licence par laquelle l'énergie est transportée sur les lignes autorisées par les certificats de commodité et de nécessité publiques n^{os} EC-III-15 et EC 10.

e — Le total des exportations aux termes de EL-154 et EL-155 ne devrait pas dépasser 13 140 GW.h lorsqu'elles sont combinées.

f — Le total des exportations ne devrait pas dépasser 1752 GW.h lorsqu'elles sont combinéess aux quantités exportées aux termes de la licence EL-168

g — Le total des exportations ne devrait pas dépasser 25 000 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes de la licence EL-135.

h — Le total des exportations ne devrait pas dépasser 12 000 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux quantités exportées aux termes des licences EL-97, EL-98, EL-99, EL-100, EL-101 et EL-102.

i — Le total des exportations aux termes des licences EL-119 et EL-120 ne devrait pas dépasser 876 GW.h. lorsqu'elles sont combinées

j — Le total des exportations ne devrait pas dépasser 15 000 GW.h lorsqu'elles sont combinées aux exportations aux termes de la licence EL-162.

k — Exception faite de 460 861$ de recettes provenant des frais de transit, de transport, de location et de transfert de stockage.

• expirée en 1985

Direction de l'Office[1]

Bureau du directeur exécutif

R.St.G. Stephens	Directeur exécutif
G.H. Shaw	Gestionnaire, planification et études des programmes
J. Vallières	Chef p.i., vérification interne

Direction des finances

W. Ganim	Directeur intérimaire

Direction du personnel

J.L. Thompson	Directeur

Réglementation de l'énergie

P.L. Miles	Directeur général

Direction de l'économique

M. Segal	Directeur
R.E. Jackson, jr.	Directeur-adjoint p.i., analyse économique
J.S. Oh	Directeur-adjoint, réglementation et statistique énergétique
E. Ruddick	Directeur-adjoint, prévision de la demande et analyse du marché énergétique

Direction des approvisionnements énergétiques

W.A. Hiles	Directeur
E. Kutney	Directeur-adjoint, géologie et réserves
K. Poole	Directeur-adjoint, approvisionnement en gaz
G.C. Hos	Directeur-adjoint, approvisionnement en pétrole et en énergie de remplacement

Direction de l'électricité

A.N. Karas	Directeur
W.H. Correll	Directeur-adjoint p.i., planification
T. Olszewski	Directeur-adjoint, opérations

Direction du gaz

S.R. Ironstone	Directeur
A.L. Browne	Directeur-adjoint, industrie du gaz et analyse des marchés
R.S. Green	Directeur-adjoint, réglementation du gaz et licences

Direction du pétrole

R.M. White	Directeur
B.P. Leakey	Directeur-adjoint, évaluation
B.A. Wells	Directeur-adjoint p.i., opérations

Réglementation des pipelines

K.W. Vollman	Directeur général

Direction du génie et des opérations pipelinières

E.L.M. Gordon	Directeur
F. Jeglic	Directeur-adjoint p.i., ingénierie
G. Byrtus	Directeur-adjoint, construction et opérations

Direction de la réglementation financière

H.K. Pau	Directeur
G.S. Johnson	Directeur-adjoint
C.M. Yeates	Directeur-adjoint

Direction de l'environnement et des emprises

P.A. Carr	Directeur
J.A. Hodges	Directeur-adjoint, environnement
G.E. Marquardt	Directeur-adjoint, emprise

Direction du contentieux

F.H. Lamar[2]	Conseiller juridique en chef
S.K. Fraser	Conseiller juridique adjoint

Bureau du Secrétaire

J.S. Klenavic	Secrétaire
N. Park	Secrétaire-adjoint p.i., communications
G. Laing	Secrétaire-adjoint, réglementation
T.W. Miles	Directeur-adjoint, soutien administratif

Direction de la technologie informatique

D. Emmens	Directeur
K.E. Begley	Directeur-adjoint, services professionnels
K.S. Song	Directeur-adjoint, opérations
J.M. Outrata	Directeur-adjoint, intégration des systèmes

---

1 À compter du 31 décembre 1985

2 Maître S.K. Fraser a été nommée conseiller juridique en chef le 2 janvier 1986 à la suite du départ à la retraite de Maître F.H. Lamar.